

Treball de Fi de Grau

## **Grau en Enginyeria de Technologies Industrials**

### **Análisis de la mejora de rendimiento después de una parada “C” en la Turbina de Gas de la C.C.C. Besós 4 de Gas Natural Fenosa**

#### **MEMORIA**

**Autor:** Gonzalo Pliego Prim  
**Director:** Miguel López Eguiluz  
**Ponent:** José Luis Martín Godoy  
**Convocatòria:** Febrer 2016



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona



## Resumen

Este trabajo se hizo en el entorno de la Central de Ciclo Combinado de Gas Natural Fenosa, ubicada en Sant Adrià del Besós. El objetivo principal era analizar de qué manera afecta al rendimiento del ciclo una parada de mantenimiento en la que se inspeccionan, limpian y, si es necesario, modifican todas las partes de la Turbina de Gas. En este trabajo se analiza la parada de mantenimiento que tuvo lugar en 2012.

Este análisis se hace posible gracias a que en cada parada de mantenimiento C (realizada en la planta cada tres años) se realizan dos pruebas de rendimiento o *Performance Test*: una justo antes del comienzo de la inspección y otra justo después. Estas dos pruebas consisten en poner la Turbina de Gas a plena carga, es decir, a la máxima potencia durante un periodo de tiempo determinado. Durante el lapso de tiempo que duran las pruebas, se recogen todos los datos necesarios para luego poder hacer una comparativa y analizar cómo ha afectado la parada de mantenimiento al funcionamiento de la central térmica.

En este trabajo se explica la inspección a la Turbina de Gas, la revisión y modificación de sus partes y después se enlaza con la variación de rendimiento de la propia turbina y del ciclo. Para ello, los cálculos estuvieron encaminados a obtener la potencia de la Turbina de Gas en la prueba de rendimiento previa y en la prueba de rendimiento posterior, para así poder compararlos. Una vez hechos los cálculos se confirmaría la hipótesis de que tras una parada de mantenimiento C el rendimiento de la Turbina de Gas, y por ende, el del ciclo combinado global, obtienen una mejoría.

Finalmente, se quiso traducir dicho aumento en la potencia a términos económicos, calculando el ahorro de dinero que le supone a la empresa aumentar el rendimiento del ciclo, y también se realizó un análisis medioambiental, en términos de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> al año.



## Sumario

<b>RESUMEN</b>	<b>1</b>
<b>SUMARIO</b>	<b>3</b>
<b>1. GLOSARIO</b>	<b>5</b>
<b>2. PREFACIO</b>	<b>7</b>
2.1. Origen del proyecto .....	7
2.2. Motivación .....	7
<b>3. INTRODUCCIÓN</b>	<b>9</b>
3.1. Objetivos del proyecto .....	9
3.2. Alcance del proyecto .....	10
<b>4. LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO</b>	<b>11</b>
4.1. La generación de electricidad .....	11
4.2. C.C.C Besós Grupo 4.....	12
4.2.1. El ciclo térmico .....	13
<b>5. LA TURBINA DE GAS</b>	<b>16</b>
5.1. Datos de la turbina .....	16
5.2. Funcionamiento .....	17
5.2.1. El proceso .....	17
5.3. Componentes básicos.....	18
5.4. La limpieza de la Turbina de Gas.....	20
5.5. Modificación de partes en la parada de 2012 .....	22
5.5.1. Combustor EV.....	22
5.5.2. Combustor SEV .....	23
5.5.3. Álabes del compresor .....	23
5.5.4. Turbina de alta presión .....	24
5.5.5. Turbina de baja presión .....	24
<b>6. CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA TURBINA DE GAS</b>	<b>26</b>
6.1. Procedimiento .....	26
6.1.1. Las pruebas de rendimiento ( <i>Performance Test</i> ) .....	27
6.2. Cálculo de la potencia del Ciclo Combinado.....	30
6.2.1. Prueba de rendimiento previa .....	30
6.2.2. Prueba de rendimiento posterior.....	41
6.3. Cálculo de la potencia de la Turbina de Vapor .....	46

6.3.1. Prueba de rendimiento previa .....	47
6.3.2. Prueba de rendimiento posterior .....	49
6.4. Cálculo de la potencia de la Turbina de Gas .....	51
6.4.1. Potencia de la TG en la prueba de rendimiento previa .....	51
6.4.2. Potencia de la TG en la prueba de rendimiento posterior .....	52
<b>7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>53</b>
7.1. Consumo específico .....	53
7.1.1. Cálculo del consumo específico y del rendimiento en la prueba previa .....	53
7.1.2. Cálculo del consumo específico y del rendimiento en la prueba posterior .....	55
7.2. Impacto económico de la mejora en el rendimiento del ciclo .....	59
7.3. Impacto en el despacho de generación .....	61
7.4. Impacto medioambiental de la mejora de rendimiento .....	62
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>63</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>64</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>65</b>



## 1. Glosario

**AP:** Alta presión

**BP:** Baja presión

**MP:** Alta presión

**CEB:** Consumo específico bruto (kcal de combustible / MWh energía eléctrica producida)

**CEN:** Consumo específico neto (kcal de combustible / MWh energía eléctrica producida)

**(Combustor) EV:** Primera zona de combustión de la Turbina de Gas.

**(Combustor) SEV:** Segunda zona de combustión de la Turbina de Gas.

**cos( $\varphi$ ):** Factor de potencia. Coseno del ángulo entre los vectores de la potencia eléctrica activa y aparente.

**HR:** Humedad relativa

**Parada “C”:** Inspección de mantenimiento realizada cada tres años en la Turbina de Gas.

**$P_a$ :** Presión atmosférica

**$P_{cc}$ :** Potencia del ciclo combinado

**PCI:** Poder calorífico inferior. Cantidad de energía por unidad de volumen sin tener en cuenta la vaporización del agua.

**PCS:** Poder calorífico superior. Cantidad de energía por unidad de volumen teniendo en cuenta la vaporización del agua.

**$P_{TG}$ :** Potencia de la Turbina de Gas

**$P_{TV}$ :** Potencia de la Turbina de Vapor

**TG:** Turbina de Gas

**TV:** Turbina de Vapor

**$T_a$ :** Temperatura ambiente

**$\eta$ :** Rendimiento



## 2. Prefacio

### 2.1. Origen del proyecto

El proyecto de fin de grado **Análisis De La Mejora De Rendimiento Después De Una Parada C En La Turbina De Gas De La C.C.C. Besós De Gas Natural Fenosa** surgió a raíz de un trabajo que se iba a hacer para la empresa Gas Natural Fenosa. Dicho trabajo se realizó por el autor de este proyecto en unas prácticas en la Central de Ciclo Combinado de Sant Adrià del Besós, perteneciente a la empresa. Consistía en elaborar una aplicación para confeccionar una Base de Datos que controlara las partes que conforman la Turbina de Gas actualmente, así como las partes que históricamente han sido montadas en la máquina.

### 2.2. Motivación

Cada tres años se produce una parada “C” en el grupo 4 (grupo perteneciente a Gas Natural Fenosa) de la Central de Ciclo Combinado de Sant Adrià del Besòs. Esto implica el desmontaje al completo de la Turbina de Gas, su limpieza total, la observación, revisión y ensayo de todos sus componentes y el posterior montaje, con los arreglos que hayan requerido las distintas piezas realizados, que dependiendo del desgaste de estas, puede llegar a ser necesario la sustitución completa.

A finales de setiembre de 2015 se llevó a cabo una nueva parada “C”, por lo que fue una oportunidad única para poder dedicar un proyecto a ello, y enfocarlo desde un punto de vista del mantenimiento de la Turbina de Gas, algo poco usual. Dado que las prácticas en la empresa finalizaron antes de que acabara la inspección de mantenimiento, no se pudo hacer el trabajo sobre la parada de 2015, sino que se realizó con los datos de la parada anterior, realizada en 2012.





## 3. Introducción

### 3.1. Objetivos del proyecto

- **Objetivos principales**

El objetivo principal de este proyecto es el de calcular la potencia neta que se genera en la Turbina de Gas antes y después de la parada “C” y poder comparar los resultados, sabiendo que durante la parada se han modificado elementos que pueden afectar al rendimiento de la turbina y del ciclo. Se pretende constatar la hipótesis de que con la limpieza, la reparación y el cambio de partes en la Turbina de Gas de la planta, por muy mínima que sea, se consigue una mejora en el rendimiento global de la planta. Lo que se busca en este trabajo es hacer el cálculo aproximado de la mejora del rendimiento, centrándose en la Turbina de Gas, y relacionarlo con el cambio de partes que ha habido en la parada. Con ello se consigue analizar la mejora de rendimiento desde el punto de vista del mantenimiento, algo poco usual en un proyecto de ingeniería, ya que normalmente para mejorar la eficiencia se pone el foco de atención en algún apartado del ciclo o en la optimización de la generación de las máquinas.

- **Objetivos secundarios**

Como objetivos colaterales está la cuantificación de cómo afecta en el terreno económico a la planta y, por ende, a la empresa, la mejora en la potencia (si la hay) y también el impacto en la contaminación ambiental que se produce con el cambio en el consumo específico (si lo hay). Estas dos consideraciones llegan como una consecuencia directa de una variación en el rendimiento del ciclo.

Finalmente, dado que la empresa no dispone de un cálculo exacto de la aportación de la mejora de la eficiencia de la Turbina en el Ciclo Combinado, también es importante dotar a Gas Natural de la información pertinente, para poder tener una idea más acercada a la realidad sobre ello. En la planta de Sant Adrià del Besós se calcula siempre el rendimiento del ciclo combinado en general, pero no para la Turbina de Gas en concreto.

### 3.2. Alcance del proyecto

El alcance de este proyecto abarca todo lo que sería una parada “C” de mantenimiento, más adelante explicada. En concreto se basa en la parada “C” de 2012, utilizando los datos extraídos en aquel momento. La duración de dicha parada fue de un mes, periodo de tiempo en el que se produjeron todas las mejoras en la turbina.

En el terreno del análisis, tal y como se ha definido en los objetivos, se pretende llegar a calcular la potencia neta de la Turbina de Gas antes y después de la parada, calcular el rendimiento y comparar ambos resultados. Finalmente se traducen los resultados en el ámbito económico y en el impacto medioambiental.

## 4. La central de ciclo combinado

En este capítulo se da a conocer la central estudiada, para tener una mejor idea del entorno y en el que se realiza el trabajo y las condiciones de este.

### 4.1. La generación de electricidad

La generación de electricidad supone la segunda fuente de negocio para Gas Natural en España. Se generan un total de 13 GWh cada año en España, de los cuales 7 son generados en centrales de ciclo combinado, como la de Sant Adrià del Besós. Los ciclos combinados de gas natural son las plantas de combustible fósil más limpias, medioambientalmente hablando, que existen. En la última década se ha incrementado de forma muy importante el parque de generación con ciclos combinados frente al resto de energías renovables frente al resto de fuentes de energía convencionales en toda la península, como muestran los gráficos siguientes:

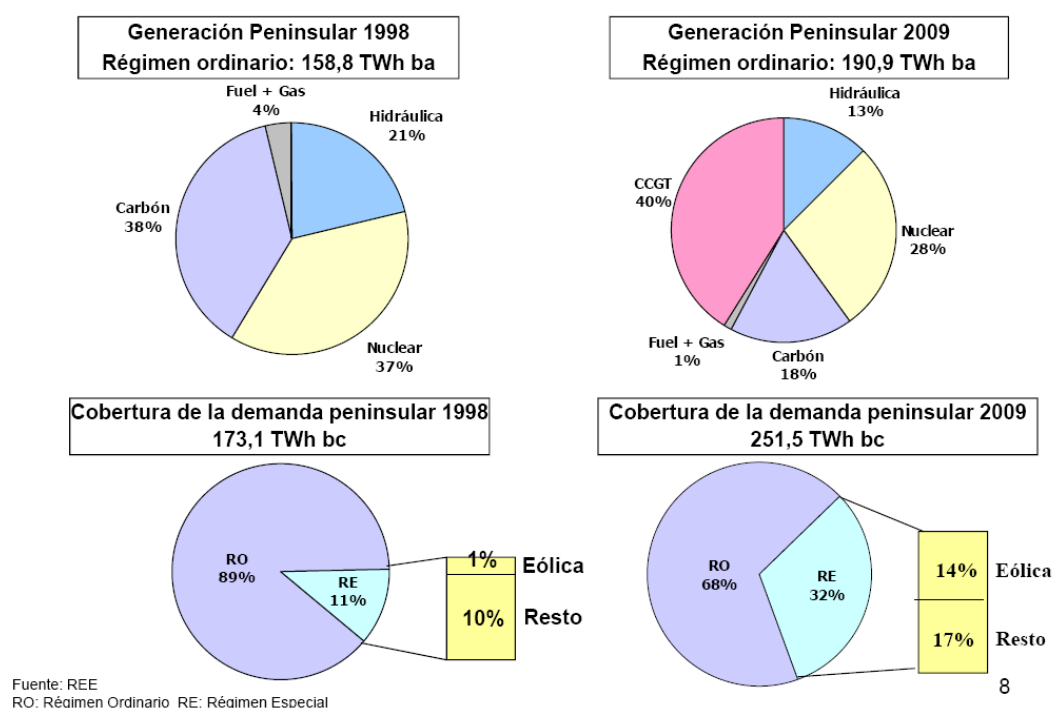


Figura 1: Generación peninsular eléctrica (Fuente: Gas Natural Fenosa) [6]

Actualmente este tipo de centrales son básicas para la generación en España. Rozan una eficiencia del 60 %, por lo que superan otras tecnologías térmicas como el carbón o el fuel. Gas Natural tiene repartidas las centrales que a continuación se muestran por la península:

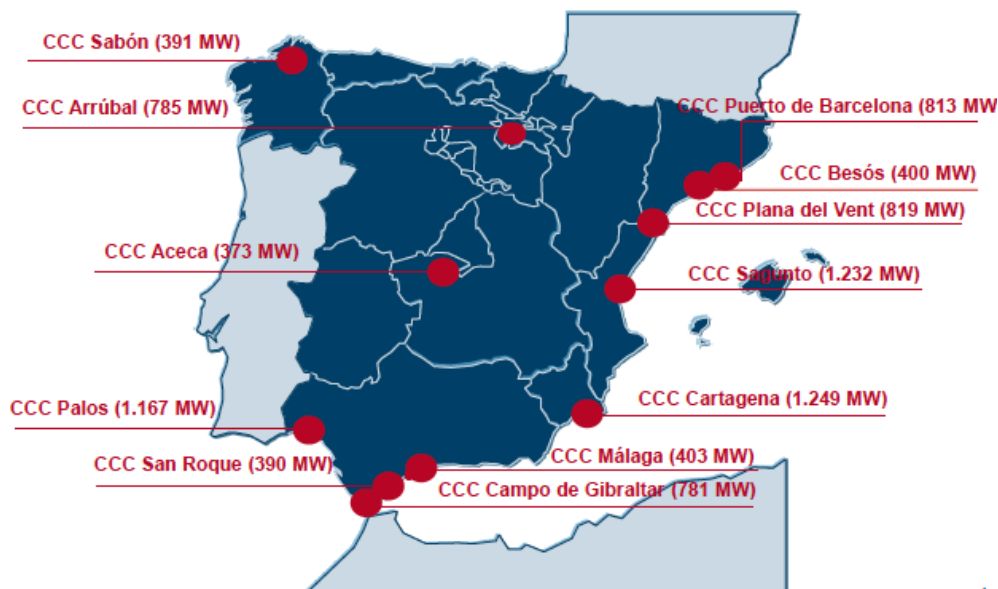


Figura 2: Ciclos combinados en la península (Fuente Gas Natural)[6]

Como se ha dicho anteriormente, los ciclos combinados que utilizan gas natural como combustible son más eficientes y limpios que las centrales convencionales de combustibles fósiles, ya que no lanzan a la atmósfera compuestos sulfurados ni partículas y las emisiones de CO<sub>2</sub> son un 60% inferiores a las de la generación térmica convencional.

## 4.2. C.C.C Besós Grupo 4

El Grupo 4 de la Central de Ciclo Combinado de Gas Natural Fenosa es el contexto en el cual se ha realizado el trabajo. Situada en el municipio de Sant Adrià del Besós y justo al lado del río y del mar, es la más activa de todas las plantas de la empresa en España. La posibilidad de conseguir gas natural a bajo coste y la cercanía con la ciudad de Barcelona, junto con la fiabilidad que muestra la planta, permite que la oferta brindada a Red Eléctrica de España sea suficiente como para estar gran parte del tiempo a primera línea de servicio. En la imagen siguiente (*Figura 3*) se puede observar la estructura de la central desde el lado sur:





Figura 3: Visión desde el lado sur de la C.C.C. Besós 4 [6]

- Potencia

La potencia eléctrica nominal que genera esta planta térmica es de 400 MW. Esto no quiere decir que dicho valor no pueda superarse, como se verá más adelante al poner la carga al máximo puede tanto superarse, como ser inferior, dependiendo de diversos factores.

#### **4.2.1. El ciclo térmico**

El ciclo en que se basa la generación de electricidad de la planta es de tipo combinado. Esto significa que, como la propia palabra indica, se combina un ciclo de Brayton (Turbina de Gas) con un ciclo de Rankine (Turbina de Vapor).

El ciclo combinado es básico actualmente en el parque eléctrico español. En la planta en cuestión se quema gas natural en la cámara de combustión utilizando el aire comprimido que llega desde el compresor. Con los gases resultantes de la reacción se consigue mover la turbina de gas. El movimiento nominal de la turbina es de 3 000 revoluciones por minuto.

Los gases resultantes de la turbina de gas son dirigidos desde la salida de esta a la caldera de recuperación. Mediante tres niveles diferentes (alta, media y baja presión) el calor que aún mantienen los gases se intercambia para calentar el agua que circula por los tubos que hay en los diferentes niveles de la caldera. Los gases se escapan por la chimenea de la caldera hacia el exterior y el agua recalentada sigue su ciclo y va a parar a la turbina de vapor, haciéndola girar también a 3 000 revoluciones por minuto. Una vez la turbina de vapor alcanza dichas revoluciones, se embraga con la turbina de gas, para así conectarse al mismo eje, que a su vez está conectado con el generador, que no es otra cosa que un alternador donde se transforma la energía mecánica en eléctrica, creando una diferencia de potencial y cargándola a la red. El vapor de agua sigue su curso y llega al condensador para enfriarse y volver a ser impulsado por la bomba hacia la caldera y empezar de nuevo el ciclo.

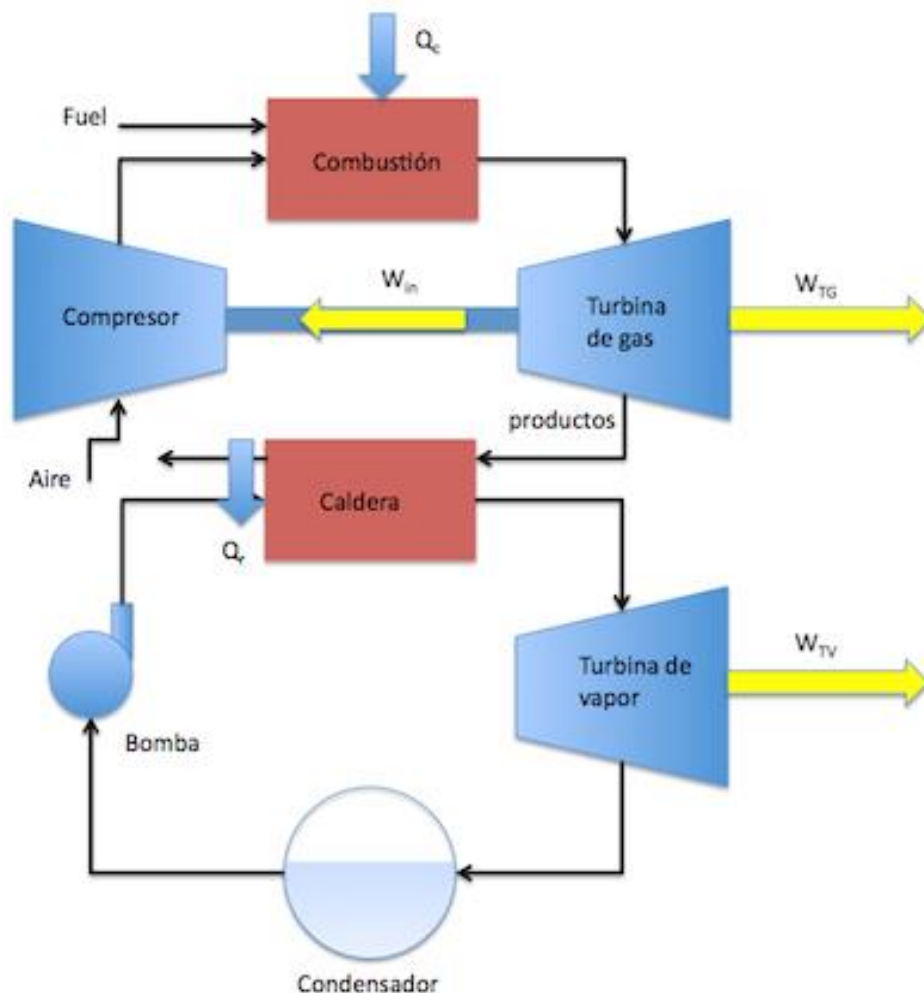


Figura 4: Esquema del funcionamiento de un ciclo combinado



Gracias a la tecnología de ciclo combinado se consigue generar energía en la turbina de gas y minimizar las pérdidas de calor reutilizándolo para poder generar más energía en la turbina de vapor. Los 400 MW que genera la planta en total se reparten entre la turbina de gas y la de vapor. Lógicamente, no a partes iguales, siendo la turbina de gas la máquina que aporta más potencia a la red.

El alcance de este trabajo se sitúa en el marco de la Turbina de Gas principalmente, por lo que no se estudia todo el ciclo combinado en sí, si no que se centra en la turbina básicamente. A partir del siguiente capítulo el trabajo se centra en la turbina de gas, exceptuando referencias concretas a otros elementos del ciclo por razones de necesidad.



## 5. La Turbina de Gas

Una vez visto el ciclo combinado, el trabajo se centra en la Turbina de Gas, alrededor de la cual gira todo el ciclo.

### 5.1. Datos de la turbina

Dejando por un momento atrás los términos técnicos, se podría decir que la turbina de gas (TG) es el corazón de la central. A continuación se detallan los datos de fabricación:

<b>Combustible</b>	Gas natural
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Velocidad de la turbina</b>	3 000 rpm
<b>Potencia eléctrica bruta producida</b>	345 MW
<b>Eficiencia eléctrica bruta</b>	41 %
<b>Ratio de calor bruto</b>	8 780 KJ/KWh
<b>Flujo másico de salida</b>	715 kg/s
<b>Temperatura del gas a la salida</b>	616 °C
<b>Peso</b>	406 t
<b>Dimensiones</b>	12 x 4,9 x 5,5 (m)

*Tabla 1: Datos de serie Turbina de Gas (Fuente: Gas Natural)*

La turbina usada en la central corresponde a una GT26, una máquina diseñada y construida por la corporación francesa ALSTOM. Más adelante se detalla cómo también es la propia empresa ALSTOM la que se encarga de hacer la revisión de elementos en las paradas C y la que provee todas las unidades necesarias para el funcionamiento de la Turbina de Gas.



## 5.2. Funcionamiento

La clave que diferencia a la turbina en cuestión es su tecnología de combustión secuencial, que, como la propia palabra indica, se basa en dos etapas de combustión.

Etapas 1: Combustor EV: El combustor EV contiene una disposición anular de quemadores que distribuyen el gas a alta temperatura circunferencialmente a una temperatura más consistente que otros combustores. Mezcla el aire comprimido con el fuel para crear una llama uniforme anular.

Etapas 2: Combustor SEV: El combustor SEV, también anular, repite el proceso de combustión. De la misma forma que su antecesor, contiene quemadores dispuestos en circunferencia, seguidos de una zona de combustión rodeada por paredes refrigeradas.

El diseño de la combustión secuencial comprende dos turbinas de combustión en serie, donde el gas salido de la primera turbina alimenta el combustor de la segunda.

### 5.2.1. El proceso

A continuación se explican los pasos que se siguen en la turbina para la generación:

1. Compresión del aire: El aire comprimido es dirigido hacia el combustor EV, creando una homogénea mezcla de fuel y aire. El flujo del vórtice, inducido por la forma del combustor, rompe en la salida del combustor directo hacia la zona de combustión, formando una zona de recirculación central.
2. Mezcla: La mezcla prende para crear un único anillo de llama a baja temperatura. La zona de recirculación interior estabiliza la llama en el espacio vacío dentro de la zona de combustión, esquivando el contacto con la pared del quemador.
3. Aire caliente de salida: El aire caliente de salida, que tiene un bajo contenido en oxígeno, sale del primer combustor y se mueve a través de la turbina de alta presión (HPT) antes de entrar en el combustor SEV.
4. Generadores de vórtice: Los generadores de vórtice en el combustor SEV ejecutan el proceso de mezclado, mientras el aire portador, inyectado con el fuel en la lanza fuel SEV, retarda la ignición espontánea hasta que la mezcla entra en la cámara de combustión SEV anular.
5. Ignición: La ignición ocurre cuando el combustible llega a la temperatura de auto-ignición en el espacio libre del combustor SEV. El gas a alta temperatura continúa entonces por su camino hacia la turbina de baja presión.

### 5.3. Componentes básicos

En el momento de analizar el cambio de componentes en una parada “C”, es necesario tener controladas las partes que pueden afectar a esa mejora de rendimiento que se busca. Para ello se ha desgranado la turbina y se han identificado todas sus partes y componentes, a su vez denotando la complejidad de montaje y desmontaje de la máquina.

- **Partes y componentes**

La Turbina de Gas se puede dividir en tres grandes partes: el compresor, la zona de combustión y la turbina. En la siguiente imagen se pueden ver las tres partes bien diferenciadas, así como tener una visión generalizada de la Turbina de Gas:



*Figura 5: Turbina de Gas seccionada (Fuente: Gas Natural)*

- **Compresor**

En el compresor se comprime el aire proveniente del exterior para que alcance la presión y temperaturas necesarias. Para arrancarlo se utiliza un motor eléctrico. Una vez la turbina ya está en funcionamiento, esta arrastra al compresor. Los componentes más importantes del compresor son los álabes. Está formado por un total de 22 etapas de álabes móviles y fijos. Los álabes móviles están pegados al rotor, o sea al eje rotatorio, por tanto se mueven con él.



Los álabes fijos están enganchados al estator y sirven para redirigir el flujo de aire una vez ha rebotado en los álabes móviles, así que por cada dos filas de álabes móviles hay una fila de álabes fijos intercalada. Por último, en las últimas etapas del compresor existen unas piezas, denominadas escudos de calor que protegen las carcasas de la turbina del calor producido. Estos se encuentran tan solo en las últimas etapas, ya que son las que están sometidas a niveles más críticos de temperatura y presión.

En el *Anexo A.1.* está ilustrado el compresor con más detalle.

- Combustores

La etapa de combustión, como se ha explicado anteriormente, se divide en dos partes: las denominadas combustión EV y combustión SEV. Cada uno de ellos está formado por las piezas necesarias para garantizar el buen resultado de la combustión: las lanzas de inyección de gas, los segmentos (frontales, interiores y exteriores) que contienen la combustión y los quemadores (donde se produce la llama).

En el *Anexo A.2.* están ilustrados los combustores con más detalle.

- Turbina de expansión

La parte encargada de generar la potencia mecánica que luego el alternador transformará en eléctrica es la turbina. Se divide en dos partes: la turbina de alta presión (AP) y la turbina de baja presión (BP). La turbina de alta presión está situada justo después de la primera combustión y consta de una única fila de álabes móviles y otra de álabes fijos. A su vez cuenta con un conjunto de escudos de calor y también con una fila de una especie de álabes, denominados OGV's, que se dedican a dirigir el flujo hacia la segunda combustión.

La turbina de baja presión está situada a la salida de la segunda combustión y consta de 4 etapas, con 4 filas de álabes móviles y 4 filas de álabes fijos. Además cuenta con escudos de calor tanto en el rotor como en el estator.

En el *Anexo A.3* está ilustrada la turbina con más detalle.

De esta forma se han identificado las partes más importantes de la Turbina de Gas. Estas son las que se revisan en cada parada de mantenimiento y se cambian si es necesario. Son estas

modificaciones en las citadas piezas que se pretenden averiguar cómo afectan al rendimiento de la turbina y del ciclo combinado global. En los siguientes apartados se explican el método de limpieza y los cambios de piezas que se llevaron a cabo en la parada de mantenimiento de 2012, la cual se estudia en este trabajo.

## 5.4. La limpieza de la Turbina de Gas

El lavado del compresor de la turbina de gas es básico para la mejora de rendimiento que se quiere conseguir. El ensuciamiento se produce por la acumulación de materiales indeseables en las superficies sólidas, causando asperezas. Por ello, en el compresor, que contiene la gran mayoría de álabes, estos se deterioran, perdiendo su forma aerodinámica, reduciendo como consecuencia el flujo de aire que circula entre ellos y la presión, y afectando directamente en la pérdida de rendimiento de la máquina.

Cuando se pierde rendimiento, se produce menos energía y aumenta la tasa de calor, por lo que se daña más el medio ambiente. Por tanto es evidente que se debe evitar a toda costa cualquier pérdida de eficiencia.

### - Tipos de suciedad:

#### - Hidrocarburos:

Los peores problemas de ensuciamiento son causados por mezclas de líquidos y aceites o hidrocarburos generalmente, que se depositan en los álabes y forman una capa aceitosa que captura material compuesto por partículas. Esto puede ser causa de los gases de combustión emitidos por las turbinas y puede ser particularmente severo si se utiliza combustibles menos limpios como el crudo. Los escapes de aceites son otro problema mayor, incluso el humo de otras industrias, ciudades y vehículos contribuyen a la contaminación.

#### - Agua salada:

Al ingresar en el compresor, el aire se calienta y la humedad del aire se evapora, dejando sal y elementos disueltos que se depositan en los álabes. Cuando se exponen a las altas temperaturas de operación dentro del compresor, estos depósitos se pueden adherir firmemente a la superficie del compresor. La sal también causa corrosión y oxidación, por lo



que se debe remover sin demora. Este es un problema significativo en zonas costeras y marinas.

- Otras causas:

El polvo y la arena generalmente causan erosión y pueden conducir al ensuciamiento cuando se combina con otros elementos como vapores de aceites. La atmósfera contiene otros numerosos contaminantes incluyendo químicos usados en cultivos, esporas de las plantas, insectos y *smog*. Incluso algunos de los aditivos de los productos de limpieza, si no se enjuagan adecuadamente, pueden contribuir al ensuciamiento.

La mejor solución para ello, y lo que se realiza en cada parada "C" en la planta estudiada, es el lavado. Es la mejor manera de remover los depósitos de suciedad y es el método especificado por los fabricantes de turbinas. Básicamente, consiste en inyectar un fluido de limpieza en el compresor para restaurar el rendimiento. El lavado también detiene el progreso de corrosión que pueda picar los álabes y contribuir a mayor ensuciamiento.

- El lavado en la planta Besós 4

El lavado se hace básicamente en el compresor. Es una parte muy importante del mantenimiento, ya que el compresor recupera casi la totalidad de su potencia inicial. Se realiza con la Turbina de Gas parada, ya en frío. Se le aplica una solución a presión formada por agua y jabón mientras este gira a velocidad de arranque. Una vez aplicada la solución química se deja en reposo de 20 a 30 minutos, en remojo, para luego enjuagarlo todo con agua desmineralizada o desionizada. Este proceso se realiza previamente al desmontaje de la turbina, es decir es una de las primeras etapas de la parada de mantenimiento.

## 5.5. Modificación de partes en la parada de 2012

En los apartados anteriores se han detallado las partes que conforman la Turbina de Gas, así como todos los componentes susceptibles a ser cambiados en una parada “C” y que tienen un impacto directo en la mejora o el empeoramiento del rendimiento.

Dado que el alcance de este trabajo se sitúa en la Turbina de Gas, se ha detallado el cambio de piezas que hubo en la misma en la parada de 2012. Los datos se han extraído de la aplicación que creada para Gas Natural durante el proyecto que se llevó a cabo en la empresa.

### 5.5.1. Combustor EV

<u>Partes</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Reemplazados</u>
Lanzas de inyección EV	24	Set completo
Quemadores EV	24	9 quemadores
Segmentos exteriores EV	24	Set completo
Segmentos interiores EV	24	Set completo
Segmentos frontales EV	24	Set completo

*Tabla 2: Modificaciones en el combustor EV - Año 2012*

Como se puede observar en la tabla, los cambios realizados en el combustor EV, la zona de primera combustión, son casi totales. En la parada de 2012 se cambiaron todas las lanzas de inyección de gas, los segmentos dentro de los cuales se produce la combustión y la mayor parte de los quemadores. De esta forma se realizó una renovación intensa del combustor EV, aun así, en relación al rendimiento, no tiene una gran afectación, ya que dichas partes tan solo se usan como medio de almacenamiento y/o transporte del fluido.



### 5.5.2. Combustor SEV

<u>Partes</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Reemplazados</u>
Lanzas de inyección SEV	24	12 lanzas
Segmentos exteriores SEV	24	Set completo
Segmentos interiores SEV	24	Set completo
Quemadores SEV	24	Ningún quemador

*Tabla 3: Modificaciones en el combustor SEV - Año 2012*

En el combustor SEV se reemplazaron menos elementos que en el EV. Dado que está sometido a unas condiciones menos extremas que su predecesor, se entiende que así debe ser. Apenas la mitad de las lanzas de inyección fueron cambiadas, cosa que, tal y como se ha indicado anteriormente en el combustor EV, afectará aún en menor medida a la potencia total de la Turbina de Gas.

### 5.5.3. Álabes del compresor

Las 22 filas de álabes que conforman las etapas del compresor son de vital importancia para que el aire llegue acondicionado para la combustión. Por ello su revisión siempre es exhaustiva. En lo que respecta al reemplazo de álabes, no se llevó a cabo ningún cambio en los álabes fijos (estator) ni en los álabes móviles (rotor), salvo en uno de estos últimos por una rotura. Esto es debido básicamente a que dichos álabes no sufren tanto desgaste como los que están situados en la turbina, ya que los primeros solo están expuestos al aire proveniente del ambiente comprimido, no a altas temperaturas ni a la combustión. Por ello, ni los álabes fijos ni los móviles son cambiados. La única variable del compresor que podría afectar al rendimiento es su limpieza general, ya que el compresor es la parte de mayor recorrido de toda la Turbina de Gas y es importante eliminar todas las impurezas que puedan haberse acumulado durante el paso del tiempo.



#### 5.5.4. Turbina de alta presión

<u>Partes</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Reemplazado</u>
Álabes fijos AP	1 fila x 72u	Fila completa
Álabes móviles AP	1 fila x 197u	Fila completa
OGV's AP	1 fila x 72u	Fila completa
Escudos de calor AP	1 fila x 48u	Fila completa

Tabla 4: Modificaciones en la TG AP - Año 2012

Al estar situada justo después de la primera zona de combustión (EV), la turbina de alta presión está sometida a muy altas presiones y temperaturas, es por ello que se cambian todas sus partes íntegramente: las dos filas de álabes, los OGV's (son unos álabes de orientación del fluido) y los escudos de calor.

#### 5.5.5. Turbina de baja presión

<u>Partes</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Reemplazado</u>
Álabes móviles BP	4 filas (340 álabes)	3 filas (258 álabes)
Álabes fijos BP	4 filas (228 álabes)	3 filas (190 álabes)
Escudos de calor (rotor)	3 filas (128 álabes)	Ninguno
Escudos de calor (estator)	4 filas (128 álabes)	2 filas + 2 de la 3ª (98)

Tabla 5: Modificaciones en la TG BP - Año 2012

La turbina de baja presión, situada justo después de la segunda combustión (SEV), está sometida a menos esfuerzos que la de alta presión. Es por eso que no se encuentran cambios tan drásticos como en aquella. Los álabes no se cambian al completo, así como los escudos de calor del estator y en el caso de los escudos de calor del rotor, no hay ninguna modificación.

Especificadas las modificaciones que se llevaron a cabo en 2012, ya se puede proceder a los



cálculos, que llevarán a tener una mejor percepción de cómo afectan las variaciones mencionadas en la Turbina de Gas.

## 6. Cálculo de la potencia de la Turbina de Gas

El objetivo del cálculo es conseguir los valores de la potencia neta de la Turbina de Gas antes y después de la parada de mantenimiento llevada cabo en 2012 ( $P_{TG,prev}$ ,  $P_{TG,post}$ ) para así poder ver de forma clara la mejora en el rendimiento después de la parada.

Una vez se hayan obtenido dichos resultados, se analizarán y se calcularán las demás variables necesarias para poder tener la idea más exacta posible de la variación en el rendimiento.

### 6.1. Procedimiento

Los datos de los que se dispone para el cálculo de las potencias son limitados. En la planta térmica hay ubicados sensores que miden variables para su uso en el análisis del ciclo combinado, pero la mayoría de estas son variables básicas, que dan valor a magnitudes como temperaturas, presiones, flujos, caudales. Es por eso mismo que no existe una medición de la potencia real de la Turbina de Gas, sino solo valores simulados. Por este motivo, para conseguir el valor exacto de la potencia de la Turbina de Gas se deben realizar una serie de cálculos, que se resumen en la siguiente ecuación:

$$P_{TG} = P_{cc,net} - P_{TV} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde  $P_{TG}$  es la potencia de la Turbina de Gas,  $P_{cc,net}$  la potencia del ciclo combinado neta y  $P_{TV}$  la potencia de la Turbina de Vapor. Volviendo a la explicación del ciclo combinado, se tiene que los únicos dos elementos que producen la potencia mecánica utilizable son las dos turbinas. De esta forma se explica que la suma de las dos sea la del ciclo combinado total.

Por tanto, se tiene que la potencia dada por la Turbina de Gas se consigue restando la que ofrece la Turbina de Vapor a la total del Ciclo Combinado. Esto divide el proceso en dos bloques:

1. Cálculo de la potencia del Ciclo Combinado
2. Cálculo de la potencia de la Turbina de Vapor

Como ocurre con la potencia de la Turbina de Gas, tampoco se tiene un valor real de la



potencia de la Turbina de Vapor, por lo que ello complica el problema, habiendo de calcularla mediante los datos del ciclo agua-vapor.

Una vez se saquen las dos potencias, se obtendrá la de la Turbina de Gas y se podrán sacar las conclusiones pertinentes.

Es importante recordar que el procedimiento se tiene que hacer dos veces: una para la prueba de rendimiento realizada previamente a la parada de mantenimiento y otra para la prueba de rendimiento posterior a la parada. A continuación se explican dichas pruebas.

#### **6.1.1. Las pruebas de rendimiento (*Performance Test*)**

Las pruebas de rendimiento o *Performance Test* son la base sobre la cual se ha hecho el cálculo. Como su propio nombre indica, son dos pruebas de rendimiento que se le realizan a la planta justo antes de la parada y justo después de esta. De esta forma se puede saber la variación inmediata del rendimiento tras haber hecho todas las revisiones y modificaciones pertinentes en la turbina.

- Definición

Una prueba de este tipo básicamente consiste en poner la Turbina de Gas a plena carga durante un periodo de tiempo previamente establecido. De esta forma se miden los valores máximos de la potencia del ciclo, viendo así hasta donde puede este llegar y facilitando la comparación con las demás pruebas.

- Procedimiento

Las partes para la realización del test son Gas Natural y la empresa contratista ALSTOM. Es el segundo el que se encarga siempre de realizar los *Performance Test*. Es el encargado de organizar el equipo para testear la planta y es el responsable de conducir la prueba por la metodología acordada en los procedimientos.

La responsabilidad de Gas Natural recae en acordar con otras partes externas ciertos aspectos; como con la red eléctrica nacional, para asegurar que se pueda trabajar a la más alta carga durante las horas necesarias, o con el proveedor de gas, para asegurar que habrá el suficiente combustible durante el tiempo que dure la operación.

### - Tiempos de las pruebas

Las pruebas se realizan en los siguientes tiempos:

- Antes de cada inspección "C" (última actividad previa al comienzo de la parada)
- Después de cada inspección "C" (no más tarde que 36 horas de operación después de la finalización de las actividades de mantenimiento).

### - Condiciones al inicio del test:

Previamente al test, la unidad debe haber estado operativa comercialmente a carga base al menos 10 horas para alcanzar el estado térmico estable.

### - Mediciones

En cada test los sensores distribuidos por toda la planta recogen información sobre el funcionamiento de esta. Para el análisis que se ha llevado a cabo, previamente se identificaron aquellos que dieran los valores necesarios. Más adelante se detallan con exactitud.

### - Factores de corrección

Dado que existen dos pruebas hechas en diferentes momentos, las mediciones de estas dos pruebas también estarán ejecutadas en diferentes situaciones ambientales. Para poder comparar los distintos valores de la potencia global del ciclo combinado, existen unos factores de corrección proporcionados por ALSTOM, que se aplican para igualar valores. Los factores de corrección están directamente relacionados con las variables de corrección, y se sacan a partir de ellas:

- Temperatura ambiente ( $C_{Ta}$ )

Es la temperatura ambiente del momento, o sea a la que está el aire que entra en el compresor de la Turbina de Gas.



- Presión atmosférica ( $C_{Pa}$ )

Es la presión atmosférica del momento, o sea a la que está el aire que entra en el compresor de la Turbina de Gas.

- Humedad relativa ( $C_{HR}$ )

Es la humedad relativa del momento, o sea a la que está el aire que entra en el compresor de la Turbina de Gas.

- Factor de potencia ( $C_{\cos\phi}$ )

El factor de potencia es el coseno del ángulo entre la potencia activa y la potencia aparente del ciclo global. La potencia activa es la que se utiliza para el valor de la potencia del ciclo, por ello tiene influencia el factor de potencia.

- Contenido en de  $C_2+$  en el gas ( $C_{C2+}$ )

Es el contenido en carbonos del gas natural, también tiene influencia en el cálculo de la potencia del ciclo. Este valor, normalmente es de 1 en la central en la que se basa el trabajo.

- Vacío en el condensador ( $C_{VC}$ )

El vacío en el condensador se crea por la condensación del vapor. A más volumen de condensación, el nivel de vacío aumenta. Como en el anterior factor, en esta planta suele tener el valor 1.

Los *Performance Test* realizados en 2012 fueron, como ya se ha comentado, uno previo a la parada de mantenimiento y otro posterior.

- La prueba de rendimiento previa tuvo lugar el 23 de febrero y tuvo una duración de ocho horas, concretamente, de 6:00 h a 14:00 h.
- La prueba de rendimiento posterior tuvo lugar el 17 de abril, con una duración igual que la previa, 8h, y una franja horaria también idéntica, de 6:00h a 14:00h.

En el mes y medio que hay entre medio de ambas pruebas, se realizó el frenado de la máquina, el lavado, el desmontaje, la inspección, la modificación de piezas, el montaje y el arranque. Al ser la Turbina de Gas fabricada por la empresa ALSTOM, son ellos los que se encargan de todos estos pasos, mientras que los trabajadores de Gas Natural se encargan de la vigilancia y la revisión.

Visto cómo se va a organizar, se procede con el inicio de los cálculos que van a llevar a obtener la potencia de la Turbina de Gas.

## 6.2. Cálculo de la potencia del Ciclo Combinado

La potencia del Ciclo Combinado es un valor que da uno de los sensores ubicados en la planta. El problema reside en que, como se ha dicho anteriormente, este valor debe ser corregido mediante los factores de corrección citados en el apartado precedente, así que el grueso de este punto está basado en la obtención de los factores de corrección.

Los pasos llevados a cabo para la realización de este punto han sido los siguientes:

1. Se ha obtenido el valor máximo medido de la Potencia Bruta del Ciclo Combinado ( $P_{cc,bruta,med}$ ) para la primera Prueba de Rendimiento.
2. Se han obtenido los valores de las variables de corrección ( $T_a$ ,  $P_a$ ,  $HR$ ,  $\cos\varphi$ ,  $C_{2+}$ ,  $VC$ ) a la hora correspondiente en la que se consigue dicho valor máximo de la Potencia Bruta.
3. Se han calculado los factores de corrección mediante las curvas de corrección que relacionan las variables de corrección con la Potencia Bruta del Ciclo.
4. Mediante las fórmulas:

$$P_{CC,bruta,corr} = P_{bruta,med} / C_{TOTAL} \quad (Ec. 2)$$

$$C_{TOTAL} = C_{Ta} \cdot C_{Pa} \cdot C_{HR} \cdot C_{\cos\varphi} \cdot C_{C2+} \cdot C_{VC} \quad (Ec. 3)$$

Se ha calculado la Potencia Bruta Corregida del ciclo.

5. Se ha repetido el procedimiento entero para la segunda prueba de rendimiento.

### 6.2.1. Prueba de rendimiento previa

1. Potencia bruta máxima del Ciclo Combinado

La lista de valores obtenidos mediante el sensor (*Anexo B.1.*) que da la potencia bruta del ciclo combinado da lugar al siguiente gráfico:



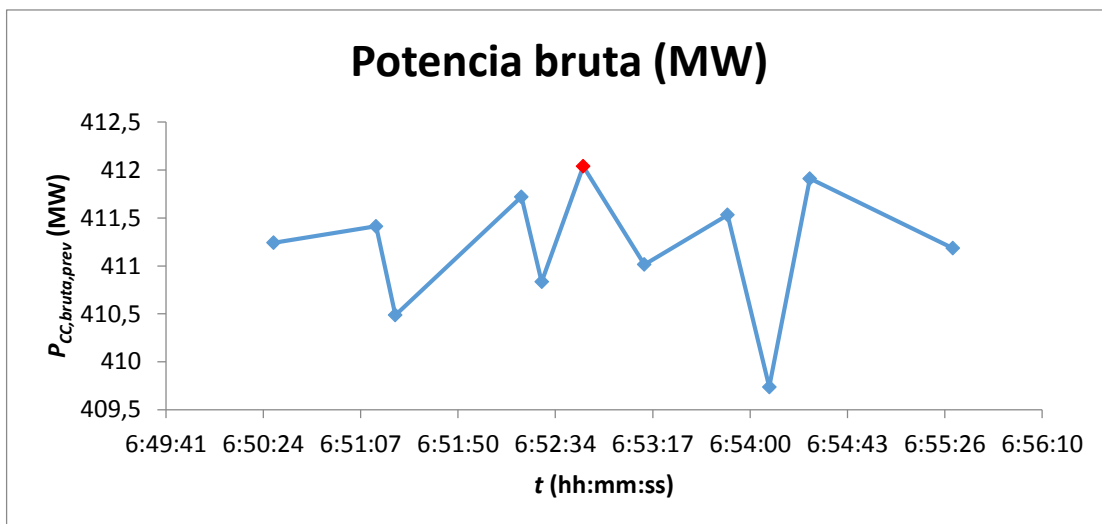


Gráfico 1: Potencia bruta del ciclo en la prueba previa en función del tiempo

Por cuestiones de comodidad visual se ha acotado el gráfico, y este muestra una pequeña parte de los valores de la potencia bruta a cada instante de tiempo. Se puede observar que el valor máximo se da a las **6:52:46** y es:

$$P_{CC,bruta,prev} = 412,0394 \text{ MW}$$

El valor del tiempo se utiliza para saber el valor de las variables de corrección en el momento que se da la potencia máxima.

## 2. Obtención del valor de las variables de corrección

Para obtener el valor de las variables de corrección, se utilizan también los sensores ubicados en la planta y se observa qué valor tiene cada variable en el instante en el que se alcanza la potencia bruta vista anteriormente. En algunas ocasiones se han tenido que realizar interpolaciones lineales, debido a que no se tiene el valor exacto de la variable a la hora concreta.



- Temperatura ambiente

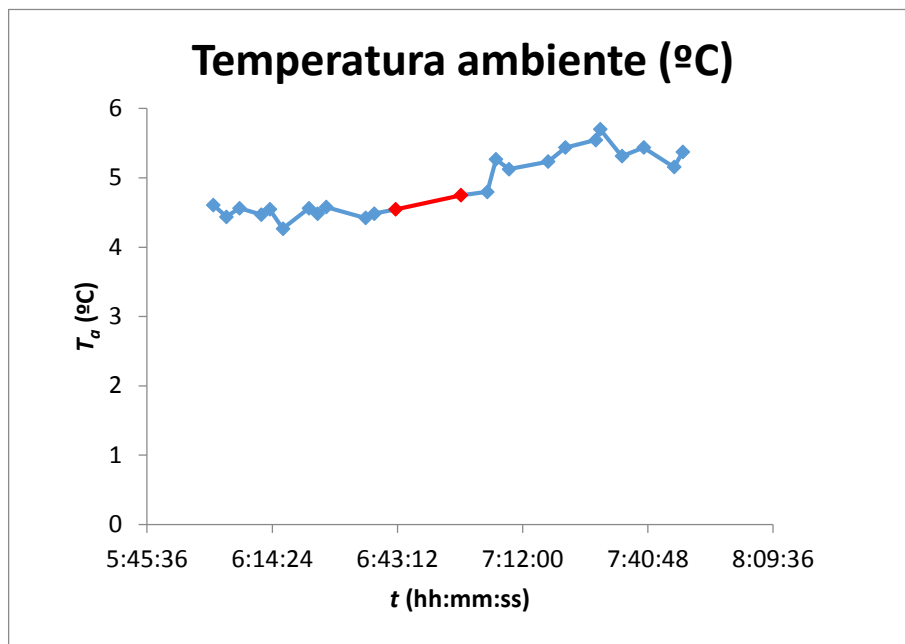


Gráfico 2: Tempertaura ambiente en la prueba previa en función del tiempo

Interpolación entre dos puntos: 4,55 i 4,75, que suceden el 23 de febrero a las 06:42:50 y a las 06:57:50, respectivamente. (Lista de datos en *Anexo B.2*)

El valor es **Ta= 4,6833 °C**.



- Presión atmosférica

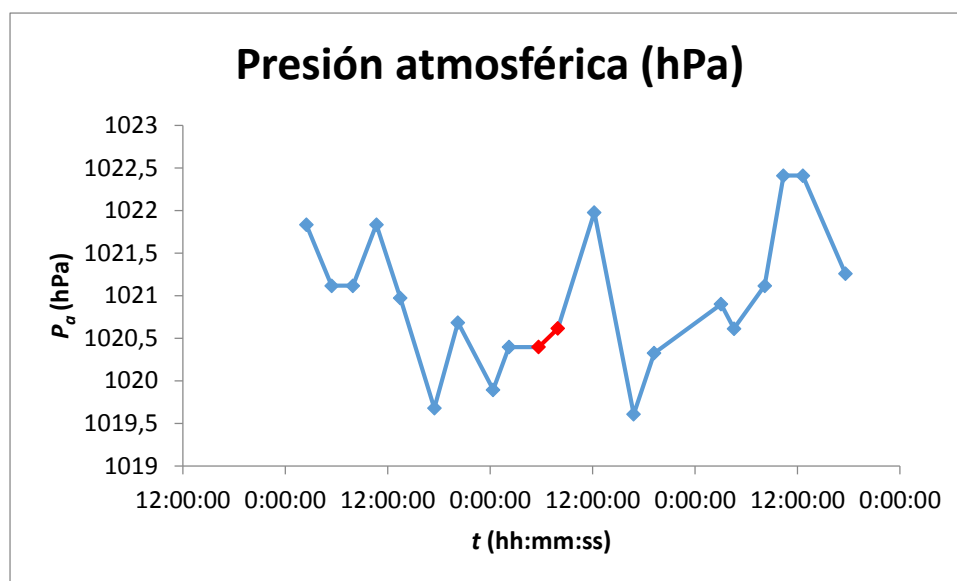


Gráfico 3: Presión atmosférica en la prueba previa en función del tiempo

Interpolación entre dos puntos: 1020,396851 y 1020,612488, que suceden el 23 de febrero a las 05:39:51 y a las 07:54:27, respectivamente. (Lista de datos en Anexo B.3.)

El punto es  $P_a = 1020,51$  hPa.

- Humedad relativa

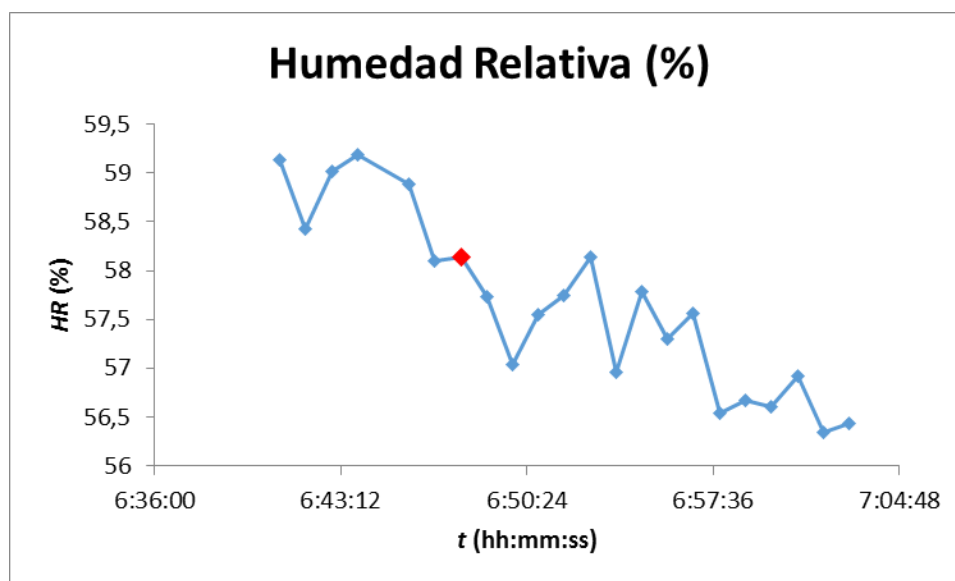


Gráfico 4: Humedad relativa en la prueba previa en función del tiempo

El punto en el que la potencia bruta es máxima **es HR=58,14 %**. (Lista de datos en Anexo B.4.)

- Factor de potencia ( $\cos\varphi$ )

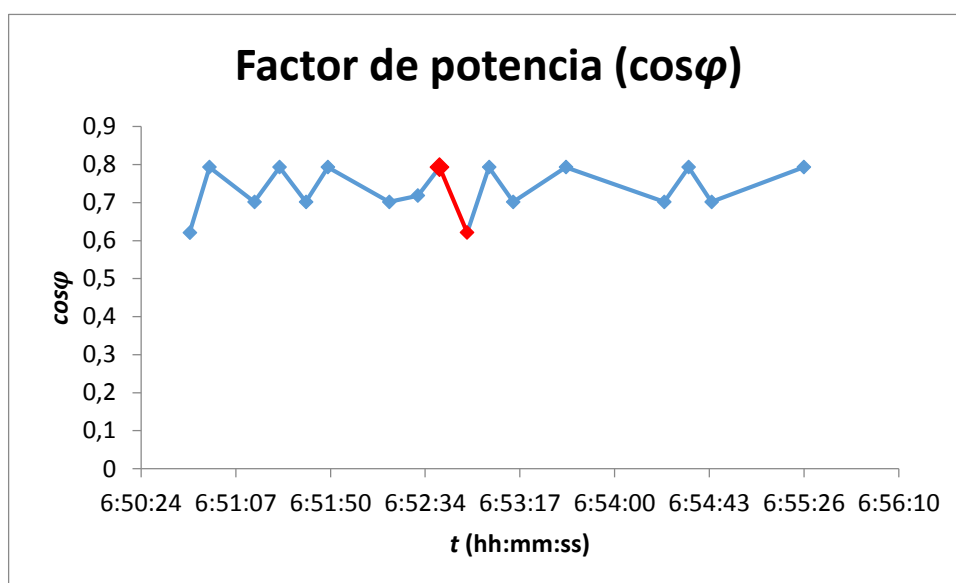


Gráfico 5: Factor de potencia en la prueba previa en función del tiempo



Interpolación entre dos puntos: 0,79320395 y 0,620984852, que suceden el 23 de febrero a las 06:52:40 y a las 06:52:53, respectivamente. (Lista datos en *Anexo B.5*)

El punto es  $\cos(\varphi) = 0,7137$ .

- Contenido en  $C_2+$

El contenido en  $C_2+$  del gas es siempre menor que 9%, por lo que, tal y como se puede observar en el *Gráfico 8*, el factor de corrección será 1.

- Vacío en el condensador

De forma análoga, en la planta estudiada se tienen valores muy bajos de vacío en el condensador. Observando el *Gráfico 11*, se deducen que el factor de corrección es 1.

### 3. Obtención de los factores de corrección

Una vez obtenidas las variables de corrección se procede a la obtención de los factores de corrección mediante las curvas de corrección, que relacionan dichas variables con la potencia bruta ofrecida por el ciclo. Estas gráficas forman parte de un manual básico titulado *O&M Performance Test Procedure (Besós 41 / San Roque 11)* y que explica el procedimiento de las pruebas de rendimiento en las centrales de ciclo combinado de Gas Natural de Sant Adrià del Besós (la que aquí se analiza) y San Roque:

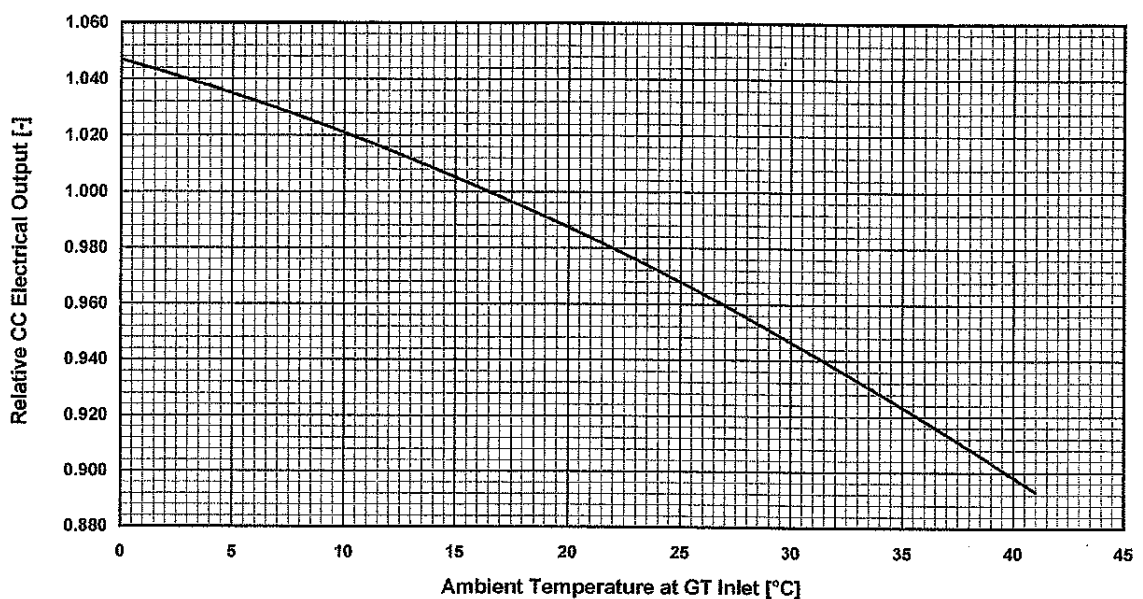


Gráfico 6: Corrección de la potencia eléctrica con la temperatura ambiente (Fuente: ALSTOM) [2]

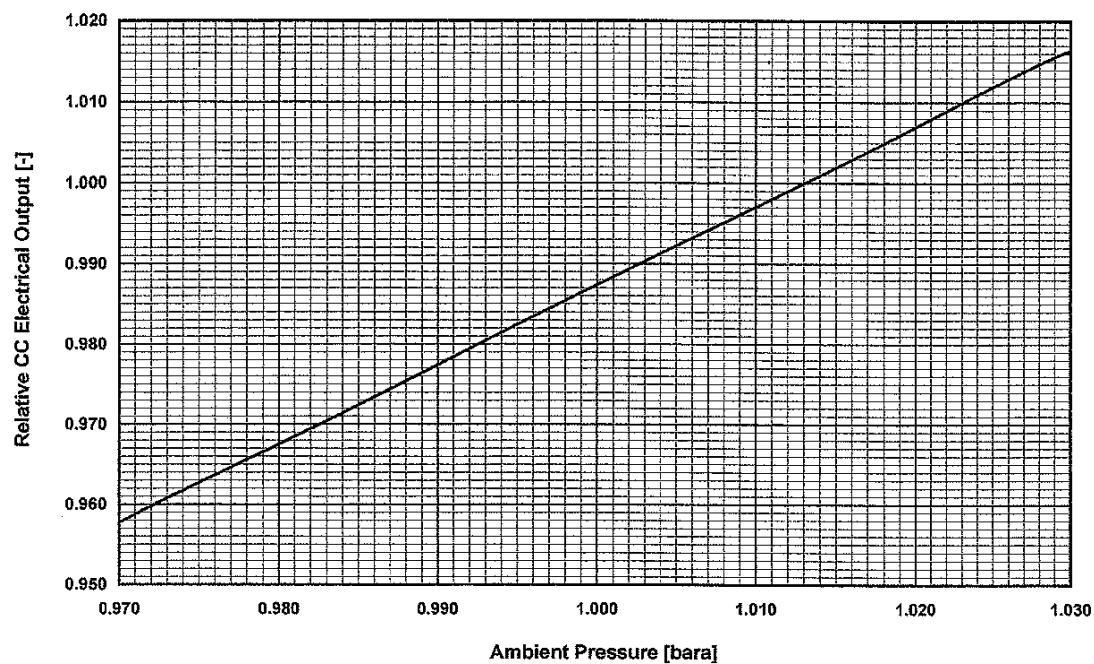


Gráfico 7:: Corrección de la potencia eléctrica con la presión atmosférica (Fuente: ALSTOM) [2]

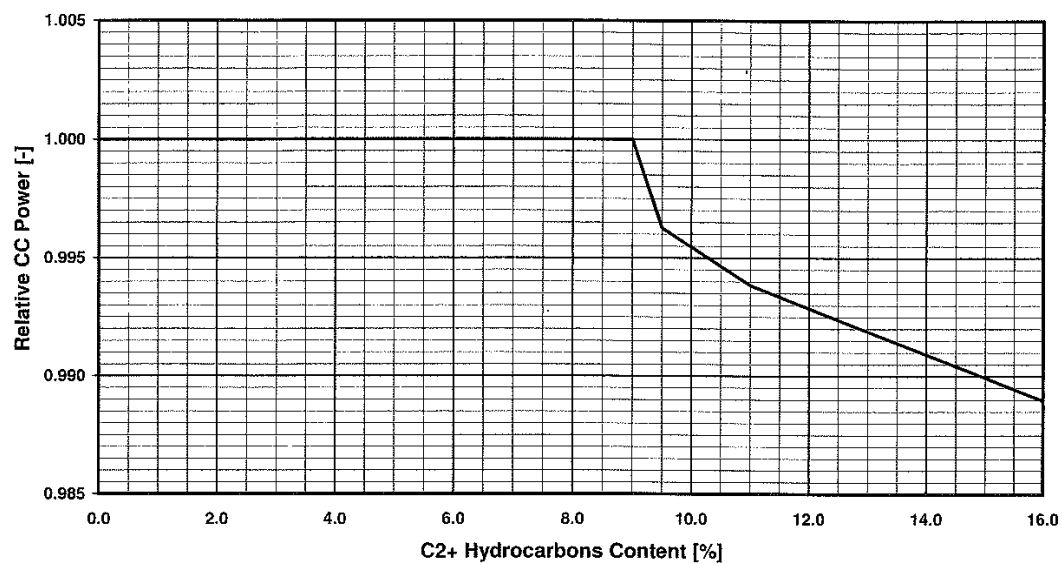


Gráfico 8:: Corrección de la potencia eléctrica con el contenido de carburos del gas (Fuente: ALSTOM) [2]



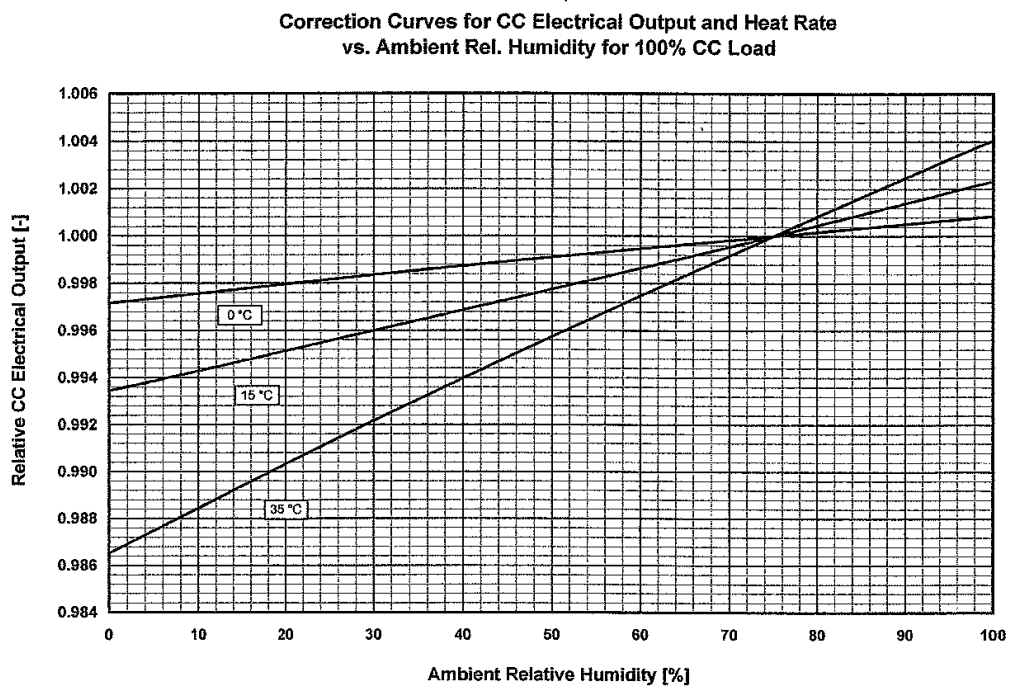


Gráfico 9: : Corrección de la potencia eléctrica con la humedad relativa (Fuente: ALSTOM) [2]

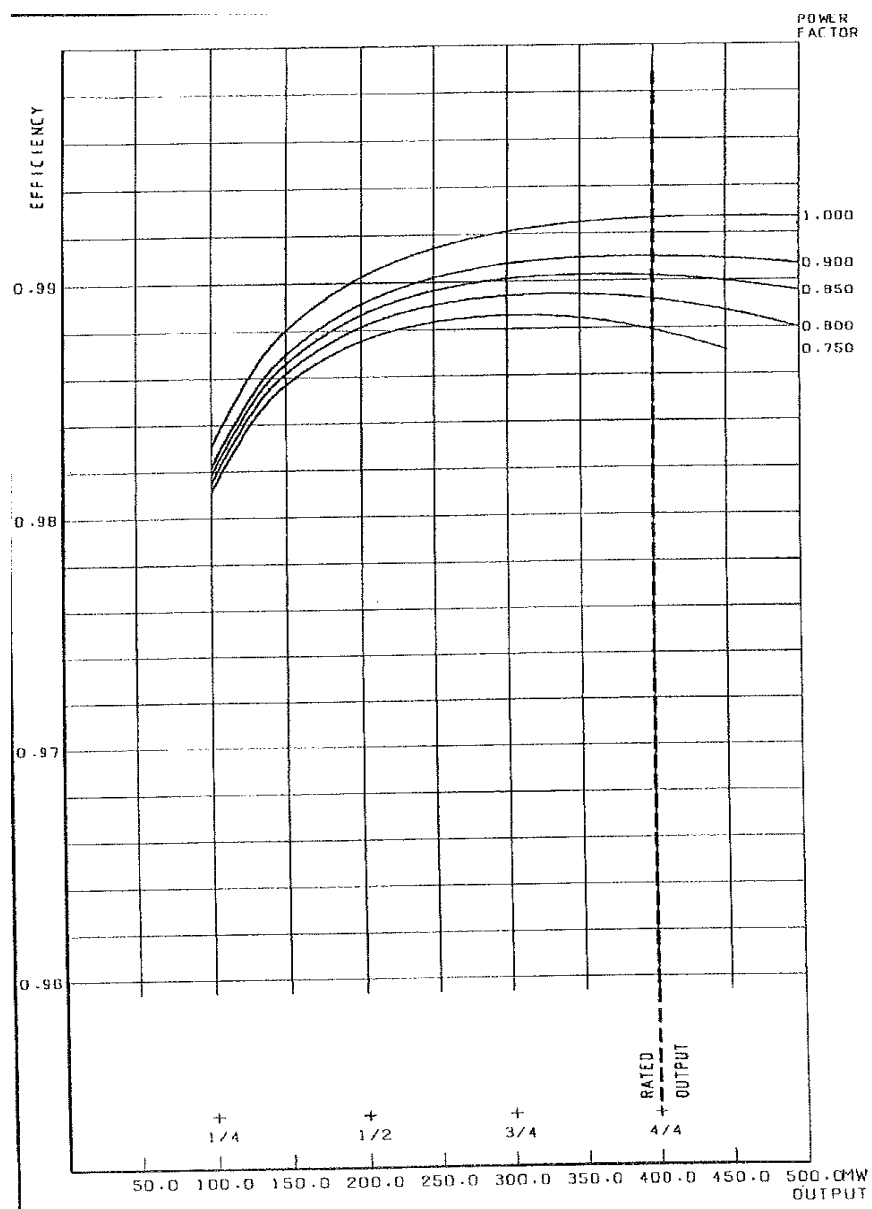


Gráfico 10:: Corrección de la potencia eléctrica con el factor de potencia (Fuente: ALSTOM) [2]



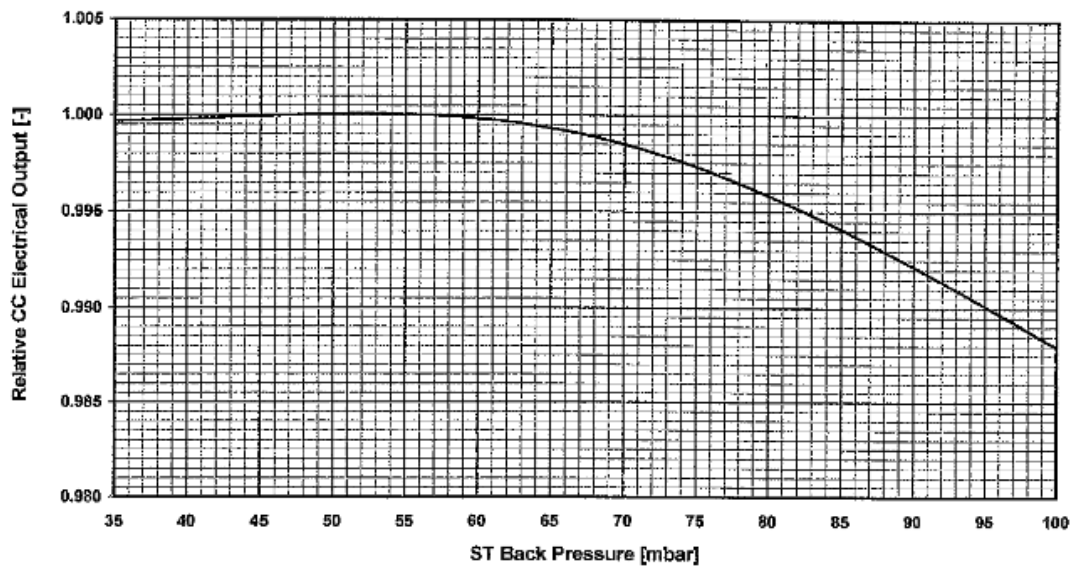


Gráfico 11: Corrección de la potencia eléctrica con el vacío en el condensador (Fuente: ALSTOM) [2]

Utilizando las curvas, se deducen los siguientes coeficientes de corrección:

	Prueba Previa	
	Factor de corrección	Variable de corrección
$C_{Ta}$	1,035	4,6833 °C
$C_{Pa}$	1,007	1020,5100 hPa
$C_{HR}$	0,999	58,14 %
$C_{FP}$	0,996	0,7137
$C_{C2+}$	1	-
$C_{VC}$	1	-

Tabla 6: Factores y variables de corrección para la prueba de rendimiento previa.

Como se puede observar en la *Tabla 6* los factores de corrección para el contenido en carbono y el vacío en el condensador son 1, debido a que en los gráficos (8 y 11) los valores de las variables VC y  $C_{2+}$  son siempre bajos en la planta que aquí se analiza, y eso implica



que los factores de corrección siempre son iguales a la unidad.

#### 4. Cálculo de la potencia bruta corregida

Mediante las siguientes ecuaciones (Ec. 2 y 3):

$$P_{CC,bruta,corr} = P_{bruta,med} / C_{TOTAL}$$

$$C_{TOTAL} = C_{Ta} \cdot C_{Pa} \cdot C_{HR} \cdot C_{cos\varphi} \cdot C_{C2+} \cdot C_{VC}$$

Se tiene que:

$$C_{TOTAL,prev} = 1,035 \cdot 1,007 \cdot 0,999 \cdot 0,996 \cdot 1 \cdot 1 = 1,0370$$

$$P_{CC,bruta,corr} = 412,0394 \text{ MW} / 1,0370$$

Por lo que la potencia bruta del ciclo combinado corregida es de:

$$P_{CC,bruta,corr,prev} = 397,3379 \text{ MW}$$

#### 5. Se repite el mismo procedimiento con la segunda prueba de rendimiento



## 6.2.2. Prueba de rendimiento posterior.

### 1. Obtención de la potencia bruta máxima del ciclo

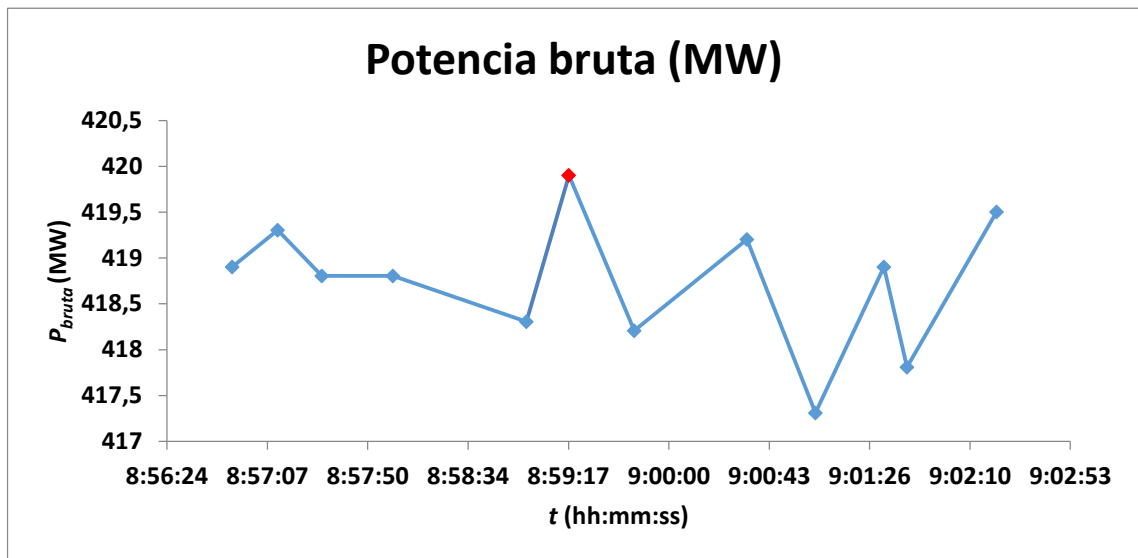


Gráfico 12: Potencia bruta en la parada posterior en función del tiempo

De la curva del gráfico se observa que el punto máximo de la potencia es en 419,9019 MW y se produce a las **8:59:17**. (Datos en Anexo C.1). Tenemos que:

$$P_{CC,bruta} = 419,9019 \text{ MW}$$

### 2. Obtención del valor de las variables de corrección

- Temperatura ambiente

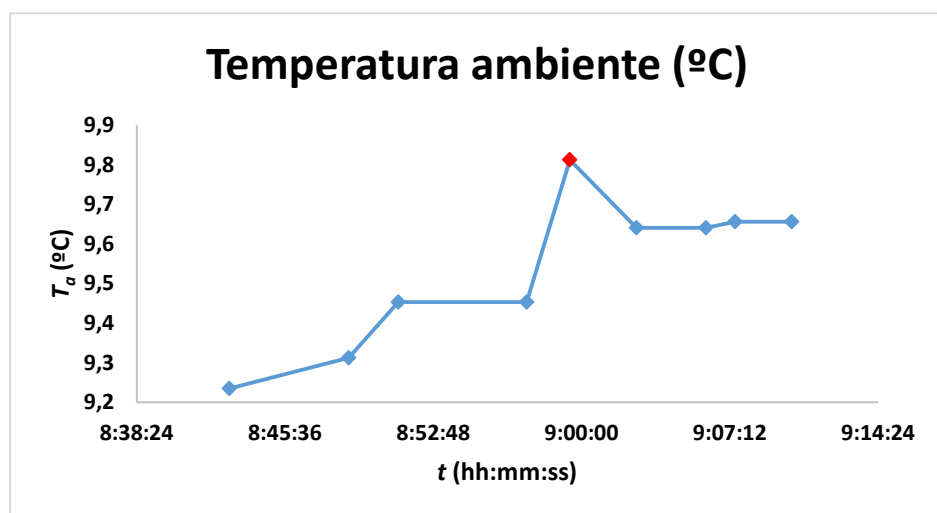


Gráfico 13: Temperatura ambiente en la parada posterior en función del tiempo

El valor alcanzado a la hora en el que se da la potencia bruta máxima es **Ta= 9,8125 °C.** (Datos en Anexo C.2.)

- Humedad relativa

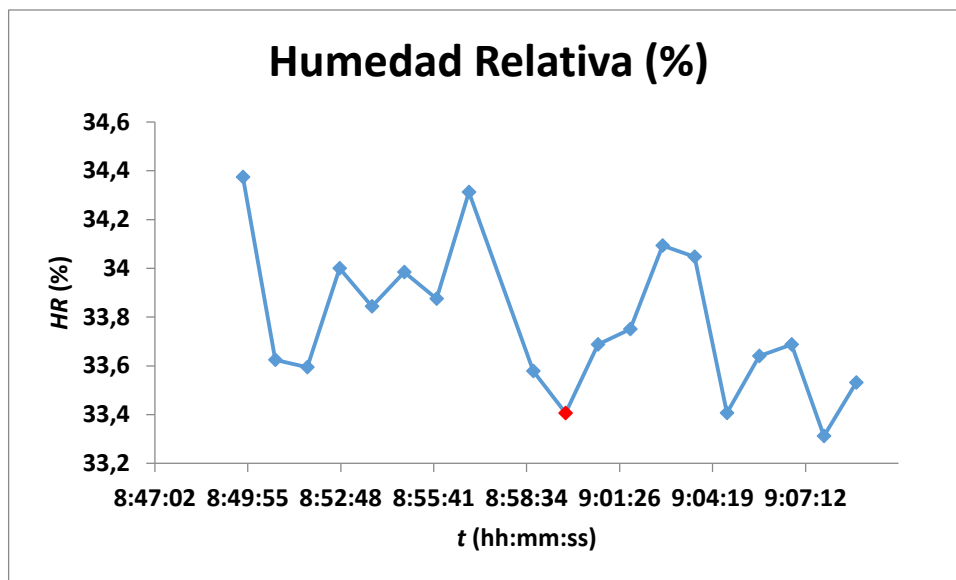


Gráfico 14: Humedad relativa en la parada posterior en función del tiempo

El punto en el que la potencia bruta es máxima es **HR=33,40625 %.** (Datos en Anexo C.3)

- Presión ambiente

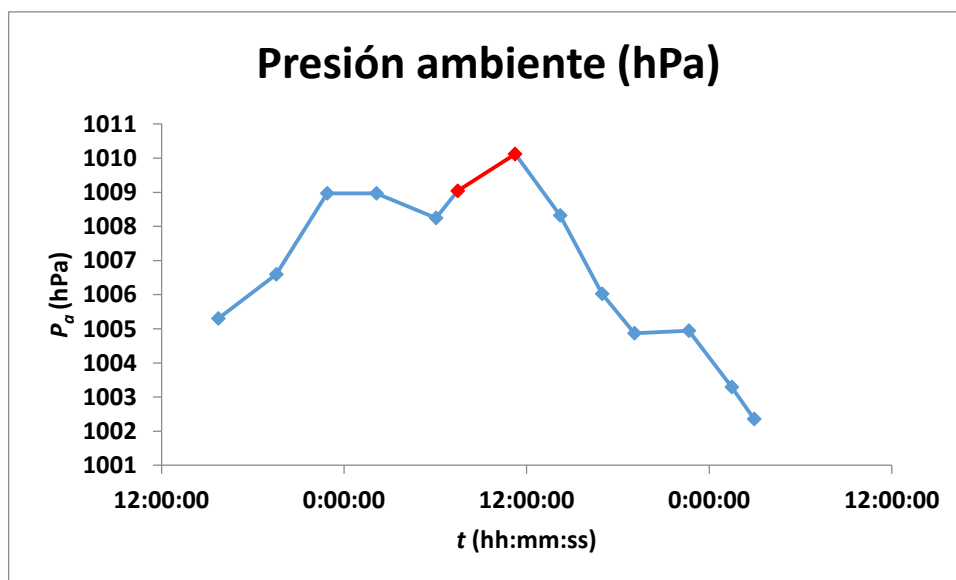


Gráfico 15: Presión ambiente en la parada posterior en función del tiempo



Interpolación entre dos puntos: 1009,0406 y 1010,1188 que suceden el 17 de abril a las 07:28:54 y a las 11:15:05, respectivamente. (Datos en Anexo C.4.)

El punto es  **$P_a = 1009,47$  hPa.**

- Factor de potencia

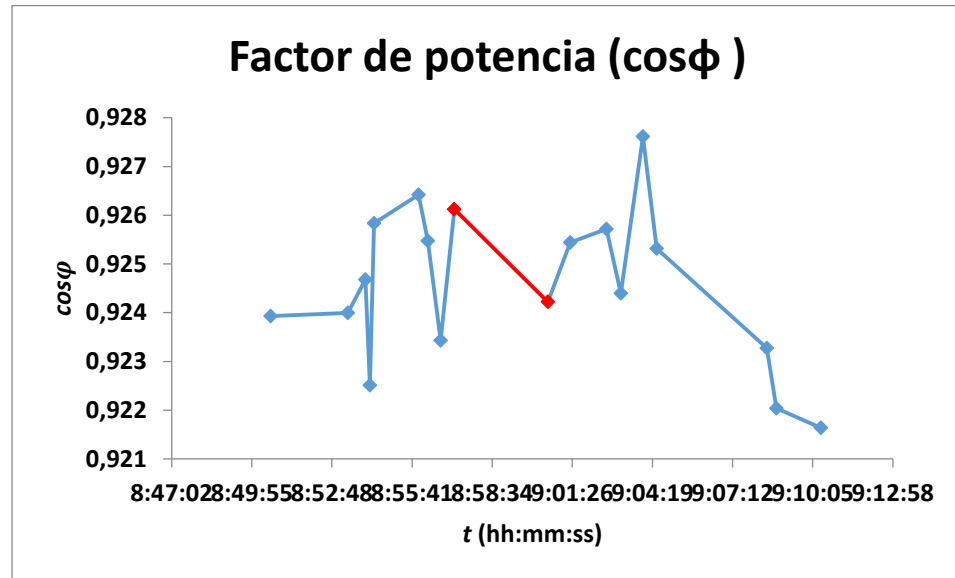


Gráfico 16: Factor de potencia prueba posterior en función del tiempo

Interpolación entre dos puntos: 0,926120818 y 0,924220145, que suceden el 23 de febrero a las 08:57:12 y a las 09:00:34, respectivamente. (Datos en Anexo C.5)

El punto es  **$\cos(\varphi) = 0,9249$ .**

### 3. Obtención de los factores de corrección

Utilizando las curvas adjuntadas en el apartado anterior se sacan los factores de corrección, que son los siguientes:

	Prueba Posterior	
	Factor de corrección	Variable de corrección
$C_{Ta}$	1,024	9,8125 °C
$C_{Pa}$	0,997	1009,47 hPa
$C_{HR}$	0,998	33,41 %
$C_{FP}$	0,991	0,9249
$C_{C2+}$	1	-
$C_{VC}$	1	-

Tabla 7: Factores y variables de corrección en la prueba de rendimiento posterior

En esta ocasión, como en la prueba previa, los factores de corrección del contenido en carbonos del gas y del vacío en el condensador son iguales a la unidad.

#### 4. Cálculo de la potencia bruta corregida

Aplicando las ecuaciones (Ec. 2 y 3):

$$P_{CC,bruta,corr} = P_{bruta,med} / C_{TOTAL}$$

$$C_{TOTAL} = C_{Ta} \cdot C_{Pa} \cdot C_{HR} \cdot C_{cos\varphi} \cdot C_{C2+} \cdot C_{VC}$$

Se tiene que:

$$C_{TOTAL} = 1,024 \cdot 0,997 \cdot 0,998 \cdot 0,991 \cdot 1 \cdot 1 = 1,0097$$

$$P_{CC,bruta,post,corr} = 419,9019 / 1,0097$$

Por lo que la potencia bruta corregida del ciclo combinado es:

$$P_{CC,bruta,post,corr} = 415,8680 \text{ MW}$$



Una vez obtenidas las dos potencias brutas corregidas, ya se pueden comparar:

	<b><math>P_{CC,bruta,corr}</math> (MW)</b>
<b>Prueba previa</b>	<b>397,3379 MW</b>
<b>Prueba posterior</b>	<b>415,8680 MW</b>

*Tabla 8: Potencias brutas corregidas de las dos pruebas de rendimiento*

Y se puede apreciar una notable diferencia entre las dos potencias corregidas.

Con la primera parte de los cálculos hechos, se procede a calcular la potencia de la Turbina de Vapor.

### 6.3. Cálculo de la potencia de la Turbina de Vapor

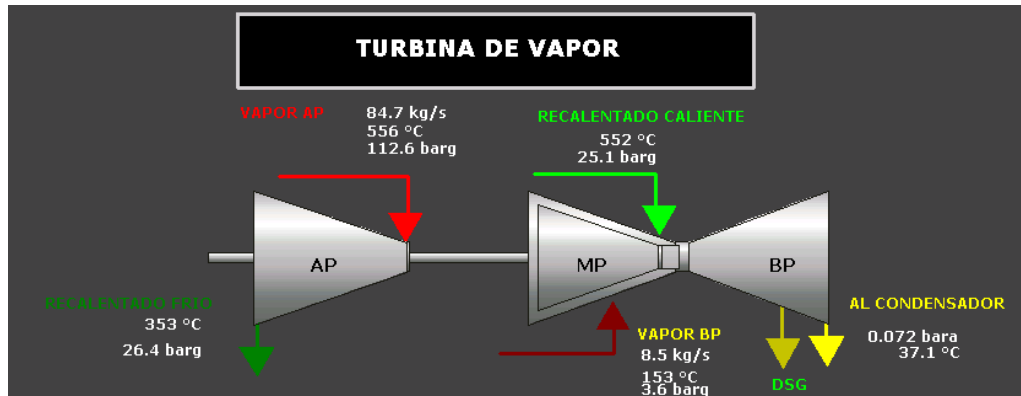


Figura 6: Esquema de la Turbina de Vapor de la planta (Fuente: Gas Natural)

La Turbina de Vapor es la parte clave del ciclo de agua-vapor. Gracias a la tecnología del ciclo combinado, parte del calor que se perdería en el escape de los gases de combustión si se tratara de un ciclo simple, es aprovechado para calentar agua y poder utilizarla en la Turbina de Vapor. Con esto el ciclo sube considerablemente el rendimiento.

La Turbina de Vapor de la planta de Gas Natural está dividida en tres partes: la turbina de alta presión (AP), media presión (MP) y baja presión (BP). Las tres están conectadas al mismo eje que a su vez está conectado a la Turbina de Gas y al generador.

Para calcular la potencia que emite se divide la turbina en 5 estados termodinámicos:

- 1 y 2 para la entrada y la salida de la turbina de alta presión.
- 3 y 5 para la entrada de la turbina de media y la salida de la de baja, respectivamente
- 4 para la salida de la turbina de media y la entrada de baja, que tienen el mismo estado termodinámico, aunque diferente flujo másico.

Para cada estado se han obtenido las presiones y temperaturas con la ayuda de los sensores ubicados en la planta, y se han calculado gracias a las tablas termodinámicas del vapor [7] las entalpías específicas de cada estado, para luego hacer los consecuentes balances de energía y conseguir la potencia final de la máquina.

Los flujos másicos que circulan por la turbina de alta presión y la de media son iguales, siendo el segundo el mismo que el primero pero recalentado. La turbina de baja presión, en cambio,



no está preparada para soportar un flujo de vapor tan grande, así que parte del vapor proveniente de la turbina de media se dirige hacia el condensador directamente.

Los datos de las presiones y las temperaturas se han sacado de la base de datos que guarda la central, pero para no llenar la memoria de más gráficos que dificultarían la lectura, se han ubicado en los anexos.

### 6.3.1. Prueba de rendimiento previa

Para la prueba de rendimiento previa a la parada la tabla queda de la siguiente manera:

Estado	P (barg)	T (°C)
1	115,0785	555,9799
2	26,9509	350,5124
3	25,6596	547,2626
4	3,8125	155,9954
5	0,083 bara	25,5

*Tabla 9: Presiones y temperaturas para los cinco estados de la TV en la prueba previa. Datos en Anexos B.7 – B.15*

Hay que tener en cuenta que las presiones vienen dadas en [barg], es decir, relativas a la presión atmosférica, por lo que para poder trabajar con ellas hay que sumarles el valor de la presión atmosférica en ese momento y así se consigue hacerlas referentes a la presión en vacío.

$$P_{a,prev} = 1,02051 \text{ bar}$$



Con las presiones modificadas y las entalpías la tabla queda de la siguiente manera:

Estado	P (bara)	T (°C)	h (kJ/kg)
1	116,0990	555,9799	3500,9797
2	27,9714	350,5124	3121,7226
3	26,6801	547,2626	3566,5365
4	4,8330	155,9954	2759,4437
5	0,0830	25,5	106,9342

Tabla 10: Ampliación de la Tabla 9 con las entalpías calculadas

El balance de energía es el siguiente:

$$P_{TV,prev} = (h_1 - h_2) \cdot \dot{m}_{12} + (h_3 - h_4) \cdot \dot{m}_{34} + (h_4 - h_5) \cdot \dot{m}_{45} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde  $P_{TV,prev}$  es la potencia neta que da la Turbina de Vapor, y  $\dot{m}$  el flujo másico que circula por cada uno de los estados de la turbina. Los flujos másicos también se obtienen de la base de datos de la planta (Anexos B.17 y B.18). El flujo que circula por la turbina de alta presión es igual al que circula por la de media, debido a que este el último es el mismo que el primero recalentado.

$$\dot{m}_{12} = \dot{m}_{34} = 93,78 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_{45} = 10,54 \text{ kg/s}$$

Por lo que la potencia producida por la turbina de vapor queda de la siguiente forma:

$$P_{TV,prev} = (3500,9797 - 3121,7226) \text{ kJ/kg} \cdot 93,78 \text{ kg/s} + (3566,5365 - 2759,4437) \text{ kJ/kg} \cdot 93,78 \text{ kg/s} + (2759,4437 - 106,9342) \text{ kJ/kg} \cdot 10,54 \text{ kg/s}$$

$$P_{TV,prev} = 139,2133 \text{ MW}$$



### 6.3.2. Prueba de rendimiento posterior

Para este apartado se utilizan las mismas ecuaciones que en el apartado anterior, pero adaptadas a los datos de este.

La tabla de estados y los datos de la presión y la temperatura extraídos de la base de datos PI queda de la siguiente forma:

Estado	P (barg)	T (°C)
1	115,9385	556,7845
2	27,1754	350,9176
3	25,8702	548,6275
4	3,8179	155,6944
5	0,081 bara	27,7969

Tabla 11: Presiones y temperaturas para los cinco estados de la TV en la prueba posterior. Datos en Anexo C.7.- C.15.-

Como se ha hecho anteriormente, las entalpías han sido calculadas mediante las tablas termodinámicas del agua. De la misma forma que a las presiones se les ha sumado la presión ambiente para llevarlas a la referencia absoluta. Por tanto la tabla definitiva es la siguiente:

$$P_{a,post} = 1,00947 \text{ bar}$$

Estado	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)
1	116,9480	556,7845	3502,1930
2	28,1849	350,9176	3122,1996
3	26,8797	548,6275	3569,4147
4	4,8274	155,6944	2758,7888
5	0,0810	27,7969	116,5383

Tabla 12: Ampliación de la Tabla 11 con las entalpías calculadas

Del mismo modo que en el cálculo del apartado anterior se realiza el balance de energía para sacar la potencia de la Turbina de Vapor. Utilizando el balance (Ec. 4):

$$P_{TV,post} = (h_1 - h_2) \cdot \dot{m}_{12} + (h_3 - h_4) \cdot \dot{m}_{34} + (h_4 - h_5) \cdot \dot{m}_{45}$$

Los flujos másicos que circulan por cada estado son los siguientes (*Anexos C.17 y C.18*):

$$\dot{m}_{34} = 93,22 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_{34} = 93,22 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_{34} = 10,05 \text{ kg/s}$$

Se sustituyen las entalpías y los flujos másicos en la ecuación para sacar la potencia de la TV:

$$P_{TV,post} = (3502,1930 - 3122,1996) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 93,22 \frac{\text{kg}}{\text{s}} + (3569,4147 - 2758,7888) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 93,22 \frac{\text{kg}}{\text{s}} + (2758,7888 - 116,5383) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 10,05 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$P_{TV,post} = 137544,1488 \text{ kW} = 137,5441 \text{ MW}$$

En esta ocasión la potencia de la Turbina de Vapor, aunque sigue siendo muy parecida a la que se ha obtenido en la prueba de rendimiento previa a la parada, difiere en más de 1 MW, la cual cosa se le puede achacar a una mejora en la potencia brindada por la Turbina de Gas.



## 6.4. Cálculo de la potencia de la Turbina de Gas

### 6.4.1. Potencia de la TG en la prueba de rendimiento previa

Una vez obtenida la potencia aportada por la Turbina de Vapor, esta se utiliza para calcular la de la Turbina de Gas con el balance que a continuación se presenta:

$$P_{TG,prev} = P_{bruta,corr} - P_{TV,prev} - P_{aux,med} - P_{tr,perd,ref} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde  $P_{TG,prev}$  es la potencia neta de la turbina de gas;  $P_{bruta,corr}$  es la potencia bruta obtenida en el ciclo combinado en total, que es el valor máximo de la potencia conseguido en la prueba de rendimiento,  $P_{aux,med}$  es la potencia consumida por las máquinas auxiliares como son las bombas que succionan agua de mar (Anexo B.6 y C.6), los compresores ubicados en toda la planta etc. Y  $P_{tr,perd,ref}$  son las pérdidas de referencia en el transformador principal, que se calculan de la siguiente forma:

$$P_{tr,perd,ref} = P_{NLL} + P_{LL} \cdot \left(\frac{S_{LV,ref}}{S_R}\right)^2 \quad (\text{Ec. 6}) [3]$$

$$S_{LV,ref} = (P_{bruta,corr} - P_{aux,med}) / \cos\varphi_{ref} \quad (\text{Ec. 7}) [3]$$

Donde: [3]

$P_{NLL}$  = Pérdidas del transformador principal en vacío. (Diseño = 182 kW)

$P_{LL}$  = Pérdidas del transformador principal. (Diseño = 1 165 kW)

$S_{LV,ref}$  = Potencia aparente en lado 21 kV transformador principal en condiciones de referencia (kVA)

$S_R$  = Potencia aparente transformador principal. (Diseño = 500 MVA)

$\cos\varphi_{ref}$  = Factor de potencia en condiciones de referencia. (Diseño = 0,8)

Sustituyendo en las dos ecuaciones (Ec. 6 y 7) se obtiene el siguiente resultado:

$$S_{LV,ref} = \frac{(397,3379 - 5,7691)MW}{0,8} = 489,4610MVA$$

$$P_{tr,perd,ref} = 0,1820 MW + 1,1650MW \cdot \left(\frac{489,4610MVA}{500MVA}\right)^2 = 1,2984MW$$

Y, por tanto (Ec. 5):

$$P_{TG,prev} = 397,3379 - 139,2133 - 5,7691 - 1,2984 = 251,0571 \text{ MW}$$

#### 6.4.2. Potencia de la TG en la prueba de rendimiento posterior

Empleando las ecuaciones (Ec. 6 y 7):

$$P_{tr,perd,ref} = P_{NLL} + P_{LL} \cdot \left(\frac{S_{LV,ref}}{S_R}\right)^2$$

$$S_{LV,ref} = (P_{bruta,corr} - P_{aux,med}) / \cos\varphi_{ref}$$

Sustituyendo:

$$S_{LV,ref,post} = \frac{(415,8680 - 5,4794)MW}{0,8} = 512,9856 \text{ MVA}$$

$$P_{tr,perd,ref,post} = 0,182 \text{ MW} + 1,165 \text{ MW} \cdot \left(\frac{512,9856 \text{ MVA}}{500 \text{ MVA}}\right)^2 = 1,4083 \text{ MW}$$

Por tanto, la potencia de la Turbina de Gas quedará como:

$$P_{TG,post} = 415,8680 - 137,5441 - 5,4794 - 1,4083 = 271,4362 \text{ MW}$$

En el que ya se puede apreciar una considerable diferencia de alrededor de 20 MW de potencia.



## 7. Análisis de los resultados

Una vez hechos los cálculos, es el momento de analizar los resultados obtenidos.

### 7.1. Consumo específico

Para poder analizar los resultados, un valor que es necesario es el del consumo específico. El consumo específico se define como la cantidad de energía térmica necesaria para producir una unidad de energía eléctrica.

$$CEN_{TG,prev} \left[ \frac{kcal}{kWh} \right] = \frac{\text{Energía del combustible} \left[ \frac{kcal}{h} \right]}{\text{Potencia neta de la turbina} [kW]} \quad (\text{Ec. 8})$$

Es de utilidad a la hora de analizar los impactos económico y medioambiental de la mejora en la potencia máxima.

#### 7.1.1. Cálculo del consumo específico y del rendimiento en la prueba previa

La energía del combustible, es decir, del gas natural, se calcula como:

$$\dot{Q}_{comb} [kcal] = \dot{V}_{gas} \left[ \frac{m^3}{h} \right] \cdot PCI \left[ \frac{kWh}{m^3} \right] \quad (\text{Ec. 9})$$

El volumen de gas natural se consigue gracias a los sensores en la planta, el cual luego se transforma a las condiciones referencia (1 atm y 0º) mediante las ecuaciones del gas (Anexo B.16.).

$$\dot{V}_{gas} = 68\,486,36 \, m^3/h$$

El PCI (Poder Calorífico Inferior) del gas natural el que se muestra a continuación en las condiciones de referencia.

$$PCI_{gas} = 10,70 \, kWh/m^3$$

Sustituyendo valores en (Ec. 9):

$$\dot{Q}_{comb} = 68\,486,36 \frac{m^3}{h} \cdot 10,7 \frac{kWh}{m^3}$$

$$\dot{Q}_{comb} = 732804,05 \, kW = 630098074,25 \, kcal/h$$

Así que el consumo específico neto de la prueba previa queda (Ec. 8):

$$CEN_{TG,prev} = \frac{630098074,25 \frac{kcal}{h}}{251057,1 kW} = 2509,7799 \text{ kcal/kWh}$$

Si lo extrapolamos al ciclo combinado entero, calculando la potencia neta del ciclo para así poder tener el consumo específico neto:

$$P_{CC,neta,prev} = P_{CC,bruta,prev} - P_{aux,med,prev} - P_{tr,perd,ref,prev} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$P_{CC,neta,prev} = 397,3379 - 5,7691 - 1,2984 = 390,2704 \text{ MW}$$

Y volviendo a sustituir en (Ec. 8)

$$CEB_{CC,prev} = \frac{630098074,25 \frac{kcal}{h}}{397337,90 kW} = 1585,7991 \text{ kcal/kWh}$$

$$CEN_{CC,prev} = \frac{630098074,25 \frac{kcal}{h}}{390270,40 kW} = 1614,5167 \text{ kcal/kWh}$$

Solo quedan por calcular los rendimientos de la Turbina de Gas y del Ciclo Combinado en general, que se calculan como el cociente de la energía aprovechada de la TG o de CC entre el calor liberado por el combustible del gas.

$$\eta_{TG,prev} = \frac{251,0571 \text{ MW}}{732,8041 \text{ MW}} \cdot 100 = 34,26\%$$

$$\eta_{CC,prev} = \frac{390,2704 \text{ MW}}{732,8041 \text{ MW}} \cdot 100 = 53,26\%$$

Para poder decidir si hay una mejora (o incluso, en el peor de los casos, un empeoramiento) en el rendimiento de la Turbina de Gas se tienen que repetir todos los cálculos, esta vez con los datos correspondientes a la prueba de rendimiento de posterior a la parada de mantenimiento.



### 7.1.2. Cálculo del consumo específico y del rendimiento en la prueba posterior

Las ecuaciones planteadas son las siguientes, tal y como se había hecho para la prueba previa:

$$CEN_{TG,prev} \left[ \frac{kcal}{kWh} \right] = \frac{\text{Energía del combustible} \left[ \frac{kcal}{h} \right]}{\text{Potencia neta de la turbina} [kW]}$$

$$\dot{Q}_{comb} [kcal] = \dot{V}_{gas} \left[ \frac{m^3}{h} \right] \cdot PCI \left[ \frac{kWh}{m^3} \right]$$

Los valores a sustituir:

$$\dot{V}_{gas} = 68\,486,36 \, m^3/h$$

$$PCI_{gas} = 10,70 \, kWh/m^3$$

Por tanto, la potencia calorífica brindada por el combustible, el gas natural, será la misma:

$$\dot{Q}_{comb} = 732804,05 \, kW = 630098074,25 \, kcal/h$$

Así que el consumo específico neto de la prueba posterior queda (Ec. 8):

$$CEN_{TG,post} = \frac{630098074,25 \, \frac{kcal}{h}}{271436,20 \, kW} = 2321,3487 \, kcal/kWh$$

Y el del ciclo:

$$CEB_{CC,post} = \frac{630098074,25 \, \frac{kcal}{h}}{415868,00 \, kW} = 1515,1396 \, kcal/kWh$$

Con la ecuación (Ec. 10):

$$P_{CC,neta,post} = P_{CC,bruta,post} - P_{aux,med,post} - P_{tr,perd,ref,post}$$

$$P_{CC,neta,post} = 415,8680 - 5,4794 - 1,4083 = 408,9803 \, MW$$

Y:

$$CEN_{CC,post} = \frac{630098074,25 \, \frac{kcal}{h}}{408980,30 \, kW} = 1540,6563 \, kcal/kWh$$



Finalmente, los rendimientos son los siguientes:

$$\eta_{TG,post} = \frac{271,4362 \text{ MW}}{732,8041 \text{ MW}} \cdot 100 = 37,04\%$$

El rendimiento del ciclo se calcula con la potencia neta:

$$\eta_{CC,post} = \frac{408,9736 \text{ MW}}{732,8041 \text{ MW}} \cdot 100 = 55,81\%$$

- **Tabla resumen**

<b><u>Variable</u></b>	<b><u>Prueba Previa</u></b>	<b><u>Prueba Posterior</u></b>	<b><u>Δ</u></b>
<b><math>P_{TG} [MW]</math></b>	251,0571	271,4362	+20,3791
<b><math>P_{bruta,CC} [MW]</math></b>	397,3379	415,8680	+18,5301
<b><math>P_{neta,CC} [MW]</math></b>	390,2704	408,9803	+18,7099
<b><math>CEN_{TG} [kcal/kWh]</math></b>	2509,7799	2321,3487	-188,4312
<b><math>CEB_{CC} [kcal/kWh]</math></b>	1585,7991	1515,1396	-70,6595
<b><math>CEN_{CC} [kcal/kWh]</math></b>	1614,5167	1540,6563	-73,8604
<b><math>\eta_{TG} [\%]</math></b>	34,26	37,04	+2,78
<b><math>\eta_{CC} [\%]</math></b>	53,26	55,81	+2,55

*Tabla 13: Comparación de variables entre las dos pruebas de rendimiento*

Observando esta tabla ya se puede ver perfectamente la diferencia entre la prueba previa y la prueba posterior. Queda, por tanto, bien claro que sí existe una mejora en el rendimiento del ciclo combinado, originado por la mejora en el rendimiento de la Turbina de Gas. Se da por cumplida la hipótesis de que las modificaciones durante la inspección de mantenimiento permiten una recuperación en el rendimiento.

Con los datos en la mano, una mejora del 2,55% en el rendimiento del ciclo es muy alta. En un principio se pensaba que se recuperaría más o menos un 1,5%. El resultado obtenido ha



superado completamente las expectativas marcadas al inicio. Hay que decir también, que la central en la que se ha trabajado, está activa la mayor parte del año y a alta carga, lo que implica un desgaste máximo de la Turbina de Gas y, por tanto, una mayor recuperación del rendimiento del ciclo al realizarse una parada de mantenimiento.

Viendo los resultados obtenidos en el rendimiento del ciclo, se puede representar el gráfico siguiente:

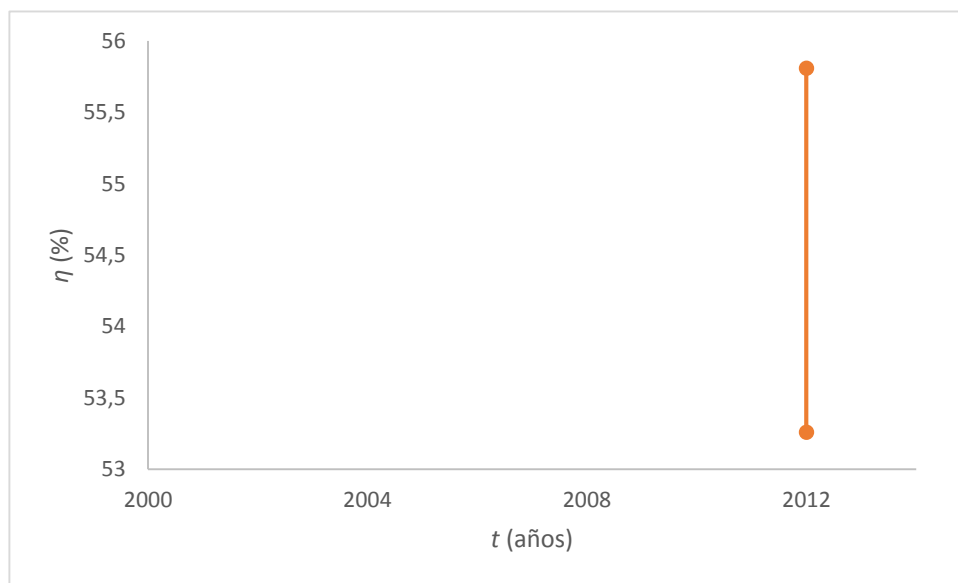


Gráfico 17: Representación de la mejora del rendimiento del ciclo

Donde la línea recta vertical representa la mejora en el rendimiento que se obtuvo en la parada de 2012. Se puede deducir que desde 2009 a 2012 se fue desgastando la máquina y el rendimiento fue bajando. También se sabe que en 2009 se realizó otra parada de mantenimiento, en la que, análogamente a esta, se recuperó parte del rendimiento.

Si se amplían estas deducciones hasta el inicio de la máquina, se puede deducir el siguiente gráfico:

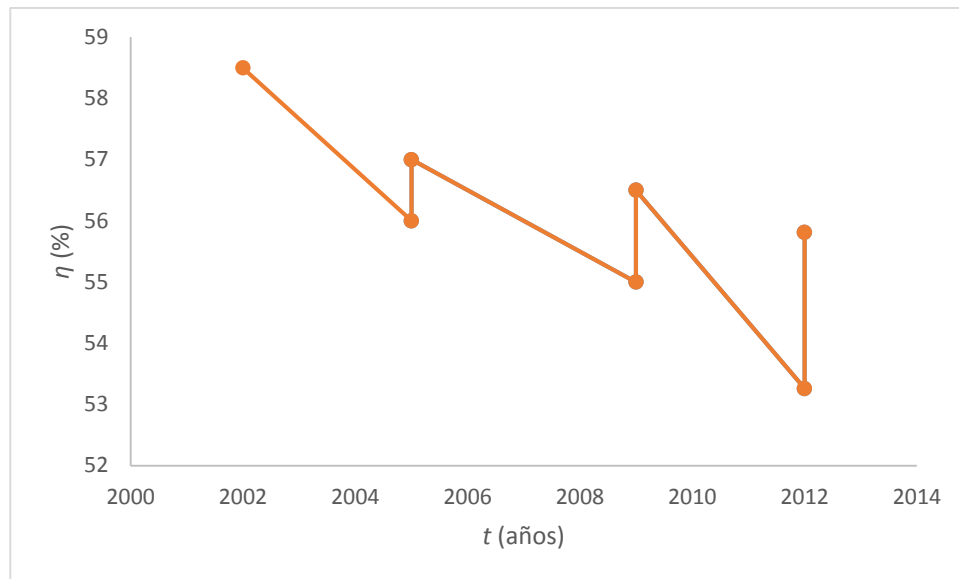


Gráfico 18: Simulación de la evolución del rendimiento del ciclo combinado

Que representa de forma no exacta como avanza el rendimiento en función del tiempo. Como se puede observar, llega hasta el año 2012, donde la línea vertical que está representada refleja el incremento de rendimiento calculado anteriormente. Las demás líneas verticales representan las otras dos paradas que han tenido lugar anteriormente y en las que se supone, siguiendo la hipótesis comprobada en este trabajo, también ha habido mejora en el rendimiento. Aun no teniendo los datos de dichas paradas, se puede dibujar una aproximación de la variación del rendimiento.

Como se puede ver, las paradas de mantenimiento recuperan gran parte del rendimiento, pero hay una clara línea descendente que, inevitablemente, representa el desgaste general del ciclo (y de la Turbina de Gas). Por ello, llega un punto en el que no es nada rentable seguir con la misma planta y es necesario la construcción de una nueva, con tecnología mejorada y todos los componentes de nueva factura.



## 7.2. Impacto económico de la mejora en el rendimiento del ciclo

Para calcular el impacto económico que tuvo la parada "C" de 2012 se tienen que hacer tres consideraciones:

- Se calcula mediante el Consumo Específico Neto del ciclo ( $CEN_{CC}$ ), ya que este relaciona el combustible consumido con la cantidad de energía eléctrica que se carga a la red.
- Se calcula en términos de Poder Calorífico Superior (PCS), debido que así está fijado en el terreno del precio de la electricidad (las personas, como consumidores individuales de electricidad, pagan por dicha energía en referencia al PCS, no al PCI).
- La central trabaja de media unas 8 000 horas al año (las paradas se hacen cada en ciclos de 24 000 horas) y la potencia media en la que trabaja la central es de 350 MW (es una de las que más trabaja en toda España). A la planta le cuesta 30€ el consumo de 1 MWh de combustible.

Por tanto, aplicando dichas tres consideraciones, el procedimiento será pasar el primer  $CEN$  a PCS y convertirlo a €/h mediante los factores de conversión adecuados. Repetir el mismo procedimiento con el segundo  $CEN$  y así poder hacer la resta y conseguir el ahorro en € alcanzado.

<u>Variable</u>	<u>Prueba Previa</u>	<u>Prueba Posterior</u>	<u><math>\Delta</math></u>
<b><math>CEN_{CC}</math> [kcal/kWh]</b>	1614,5167	1540,6563	-73,8604

- Prueba Previa

$$CEN_{CC}(\text{en PCS}) = 1614,5167 \frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \cdot \frac{1 \text{ PCS}}{0,902 \text{ PCI}} = 1789,9298 \frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \text{ PCS}$$

Entonces:

$$Gasto_{prev} = 1789,9298 \frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \cdot 350000 \text{ kW} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{859,85 \cdot 10^3 \text{ kcal}} \cdot 30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$Gasto_{prev} = 21857,61 \text{ €/h}$$

- Prueba Posterior

$$CEN_{cc}(en PCS) = 1540,6563 \frac{kcal}{kWh} \cdot \frac{1 PCS}{0,902 PCI} = 1708,0447 \frac{kcal}{kWh} PCS$$

Entonces:

$$Gasto_{post} = 1708,0447 \frac{kcal}{kWh} \cdot 350000 kW \cdot \frac{1 MWh}{859,85 \cdot 10^3 kcal} \cdot 30 \frac{€}{MWh}$$

$$Gasto_{post} = 20857,6721 €/h$$

- Ahorro total

Obtenidos los dos gastos, se saca la diferencia y se obtiene el ahorro económico conseguido tras la parada:

$$Ahorro = 21857,61 - 20857,6721 = 999,94 €/h$$

Que, en un año, donde no varía el precio del gas, queda de la siguiente forma:

$$Ahorro = 999,94 \frac{€}{h} \cdot \frac{8000 h}{1 año} = 7\,999\,520 €/año$$

Y se puede observar como una pequeña mejora de un 2,55% en el rendimiento del ciclo entero permite ahorrar unos 8 millones de euros en gas natural al año.



### 7.3. Impacto en el despacho de generación

La generación de energía en España funciona en relación a la demanda. A cada momento se analiza la demanda energética de todo el estado y desde el despacho de generación se coordinan todas las centrales generadoras de electricidad para que den la potencia requerida. Debido a los diferentes tipos de plantas eléctricas, no todas tienen la misma prioridad. Por ejemplo, antes que una central de ciclo combinado entrará a producir electricidad una central que use energías renovables para la generación.

En este apartado, para competir con las mismas de su especie, es importante el consumo específico. Dentro de las centrales que usan combustibles fósiles, como es el caso del gas natural, siempre tendrá mayor posibilidad de lanzar una mejor oferta una planta con menor CEN que otra que tenga un consumo específico neto demasiado elevado.

Es por esta razón, además de la fiabilidad de la planta, que la central aquí analizada (Gas Natural Besòs Grupo 4) es de las que más trabaja en toda España y ha sido varias veces galardonada por ello.

El poseer un CEN relativamente bajo en comparación con otras plantas térmicas distribuidas por el país permite cargar electricidad a la red bajo una mejor oferta monetaria. Una mejora en el CEN, por tanto, es ventajosa también a nivel de competitividad en el mercado.

En el caso que aquí se estudia, se ha conseguido tener un gasto de unos 20 857,6721 €/h en energía con la planta a 350 MW. Si se tiene en cuenta esto, se puede poner un precio de salida mayor que 60€ por MWh y se conseguiría ya un beneficio. En cambio, teniendo en cuenta el gasto previo a la parada de 21857,61 €/h, se tendría que marcar un precio de salida mayor que 65€ por MWh para conseguir un mínimo de beneficio.

## 7.4. Impacto medioambiental de la mejora de rendimiento

De manera análoga, se calcula el impacto medioambiental de la mejora de rendimiento del ciclo en términos del CO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera por parte de los gases que escapan a través de la caldera.

Los cálculos se realizan sabiendo que el factor de emisión para el CO<sub>2</sub> es de 2,15 kg CO<sub>2</sub> por cada m<sup>3</sup> quemado de gas natural y que para la emisión de contaminantes se utiliza la energía en PCI (poder calorífico inferior):

- Prueba Previa

$$\frac{kgCO_2}{h} = 1614,5167 \frac{kcal}{kWh} \cdot 350000kW \cdot \frac{1MWh}{859,85 \cdot 10^3 kcal} \cdot \frac{1m^3}{0,0107MWh(PCI)} \cdot 2,15 \frac{kg}{m^3}$$

$$Emisión_{prev} = 132051,2670 \frac{kgCO_2}{h}$$

- Prueba Posterior

$$\frac{kgCO_2}{h} = 1540,6563 \frac{kcal}{kWh} \cdot 350000kW \cdot \frac{1MWh}{859,85 \cdot 10^3 kcal} \cdot \frac{1m^3}{0,0107MWh(PCI)} \cdot 2,15 \frac{kg}{m^3}$$

$$Emisión_{post} = 126010,2274 \frac{kgCO_2}{h}$$

Se calcula la diferencia entra ambos resultados:

$$Reducción \frac{kgCO_2}{h} = 132051,2670 - 126010,2274 = 6041,0396 \frac{kgCO_2}{h}$$

Que pasado toneladas por año, teniendo en cuenta que en un año la central trabaja de media 8000 horas, queda de la siguiente forma:

$$Reducción \text{ emisiones } CO_2 = 48328,3168 \frac{tCO_2}{año}$$

Lo que implica una importante reducción del 4,57 % de las emisiones de CO<sub>2</sub>.



## Conclusiones

Analizando los resultados obtenidos después de los cálculos hechos durante todo el trabajo se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Los objetivos principales se han cumplido.

Se ha podido calcular la mejora en el rendimiento de la Turbina de Gas y del Ciclo Combinado en general, siendo además esta positiva, por lo que también se ha cumplido la hipótesis inicial de que tras una parada de mantenimiento de tipo “C” en la Turbina de Gas, esta podía aumentar su rendimiento, haciendo lo propio el ciclo

- Los objetivos secundarios se han cumplido

Se ha calculado cuantitativamente la afectación en términos económicos y en términos medioambientales de la mejora del rendimiento, sacando también un resultado positivo, así que también en este caso se cumplen las hipótesis iniciales.

- Conclusiones derivadas

Como se ha visto, se consiguió una mejora de rendimiento en la parada “C” de 2012. ¿Es este hecho extrapolable a todas las paradas de mantenimiento? Cuando se realizan trabajos de mantenimiento en una Turbina de Gas, como son la revisión de sus elementos, la limpieza de estos y el posterior montaje con las modificaciones pertinentes, se puede considerar que la respuesta a dicha pregunta es afirmativa.

Algo poco conocido es que el simple hecho de un buen mantenimiento de las turbinas permite recuperar más de un 1% del rendimiento de la central, en el caso estudiado se ha llegado a más de un 2%, un resultado muy favorable para los intereses de la empresa.

Por tanto, no solo con las mejoras técnicas en el ciclo combinado en general o con las mejoras en cada componente individual del ciclo se consigue aumentar el rendimiento. Es con el mantenimiento en las grandes paradas que se consigue recuperar el tanto por ciento que se ha perdido durante el tiempo que ha estado la planta en funcionamiento. Dado que la central en la que se ha trabajado es una de las que más trabaja en toda España, la Turbina de Gas sufre mucho desgaste y es aún más importante si cabe la parada de mantenimiento, ya que se consiguen mejores resultados que en una Turbina de Gas que trabaja menos horas al año.



## Agradecimientos

El presente trabajo no se hubiera podido realizar sin haber tenido la opción de hacer las prácticas en Gas Natural, y sin haber podido obtener toda la ayuda que la empresa brindó. Por ello se agradece profundamente a Gas Natural Fenosa la posibilidad de hacer el trabajo en una de sus centrales térmicas.

## Referencias

- [1] ALSTOM, 2005a *Desmontaje y rearmado GT26B. Manual de Mantenimiento*. Suiza [PDF]
- [2] ALSTOM, 2012b *O&M Performance Test Procedure. Recovery of Gross Power & Gross Heat Rate*. Suiza [PDF]
- [3] INDRA, 2010 *Documentación del sistema ETAPRO Central de Ciclo Combinado Besòs*. Barcelona (2010) [PDF]
- [4] RENOVETEC, [<http://turbinasdegas.com/>] Consultado durante noviembre y diciembre de 2015 [en línea]
- [5] SANJUAN BERTET, J. *Principios básicos de las centrales de ciclo combinado*. Gas Natural Fenosa [PDF]
- [6] SANJUAN BERTET, J. *Visión general de las Centrales de Ciclo Combinado*. Gas Natural Fenosa [PDF]
- [7] UPC, 2014 *Taules i gràfiques de propietats termodinàmiques* Departament de Màquines i Motors Tèrmics Barcelona

